

Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform

Izak Atiyas





TESEV YAYINLARI

TASARIM DANIşMANLIğI
DİACAN GRAFİK MATBAACILIK TİC. LTD. şTİ.

KAPAK TASARIMI
BORA TEKOGUL

KİTAP TASARIMI
VOLKAN DÜVENCIOğLU

BASIM YERİ
TAVASLI MATBAACILIK

Bu yayının tüm hakları saklıdır.

Yayının hiçbir bölümü Türkiye Ekonomik ve Sosyal

Etütler Vakfı'nın (TESEV) izni olmadan,

hiçbir elektronik formatta ve araçla

(fotokopi, kayıt, bilgi depolama, vd.) çoğaltılamaz.

Copyright © OCAK 2006 TESEV

TESEV

Bankalar Cad. Minerva Han

No: 2 Kat: 3

Karaköy 34425, İstanbul

Tel: +90 212 292 89 03 PBX

Faks: +90 212 292 90 46

info@tesev.org.tr

www.tesev.org.tr

Bu kitapta yer alan görüşler yazarlara aittir ve
bir kurum olarak TESEV'in görüşleriyle
bire bir örtüşmeyebilir.

ISBN: 975-8112-69-4



İYİ YÖNETİŞİM PROGRAMI

**Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve
Düzenleyici Reform**

İzak Atiyas
Sabancı Üniversitesi

Ocak 2006

Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform

Teşekkür	9
Summary.....	11
TESEV'in Önsözü.....	23
1 Giriş	25
2 Elektrik sektöründe yeniden yapılanmanın temel sorunları	27
2.1 Sektörün yapısal özellikleri	27
2.2 Dikey bütünleşik tekeli yapı.....	28
2.3 Yeniden yapılanma ve sorunları	29
2.4 Yeniden yapılanmada model arayışları	35
2.5 Model arayışlarına İngiltere ve Galler örneği: Pool piyasasından NETA'ya	38
3 Türkiye'de elektrik sektörüne kısa bir bakış	43
3.1 Kurulu güç ve üretim.....	43
3.2 Kapasite Projeksiyonları ve Yatırım Gereksinimi.....	46
3.3 Özel kesimin katılımını sağlama çabaları: Yap İşlet devret, Yap İşlet ve İşletme Hakkı Devri modelleri.....	48
4 Türkiye'de Reform: Elektrik Piyasası Kanunu'nda öngörülen yapı.....	50
5 EPK sonrası gelişmeler, Strateji Belgesi ve yapıda öngörülen değişiklikler	53
5.1 Dağıtım ve üretim varlıklarının özelleştirilme stratejisi	53
5.2 Perakende satış fiyatları ve çapraz sübvansiyonlar.....	55
5.3 Serbest olmayan tüketiciler üzerindeki sınırlar ve perakende satış piyasası	55
5.4 Ayrıştırma politikasından uzaklaşma (5398 numaralı kanun)	56
5.5 Organize Sanayi Bölgeleri.....	57
5.6 Dağıtım şirketlerinin özelleştirilme yöntemi	57
6 Yeniden yapılanmada özelleştirme, rekabet ve yapısal sorunlar.....	58
6.1 Özelleştirmenin rolü ve sıralama sorunları.....	59
6.2 Piyasa gücü ve denetimi	60
6.3 Yatay ve dikey ayrıştırma	65
6.4 Perakende satış rekabeti	72
6.5 Yükümlenilen sözleşmeler	74
6.5.1 Yükümlenilen sözleşmelerin özellikleri.....	74
6.5.2 Yükümlenilen sözleşmelerin etkileri.....	78
6.5.3 Değerlendirme	81
6.6 Arz güvenliği ve yatırımlar	82

7	Dağıtımda yeniden yapılanma, tarife düzenlemeleri ve mevcut tarife yapısı	83
7.1	Tarife düzenlemelerine ilişkin genel ilkeler.....	84
7.2	Türkiye’de tarife düzenlemeleri	88
7.2.1	Dağıtım tarifesi düzenlemesi	89
7.2.2	İletim tarifesi düzenlemesi	92
7.2.3	Perakende tarifelerin düzenlenmesi.....	92
7.2.4	Değerlendirme: Tarife düzenlemesi ve özelleştirme.....	93
7.3	Dağıtımda kayıp kaçak sorunu ve eşitleme mekanizması.....	94
8	Değerlendirme ve sonuç	98
8.1	Genel stratejik yönelim, reform sürecinin yönetimi, düzenleyici belirsizlik, saydamlık ve hesap sorulabilirlik	98
8.2	Kısa ve orta vadeli öncelikler.....	101

Kaynaklar.....	104
----------------	-----

Terimler Sözlüğü	110
------------------------	-----

Kutular

Kutu 1 : Yeni Zelanda’da Elektrik Reformunun Sorunları	33
Kutu 2 : Elektrik Piyasasının Tasarımında Cevaplanması Gereken Sorulardan Birkaçı.....	36
Kutu 3 : Dikey ilişkilerin piyasa gücü üzerindeki etkisi ABD doğu yakası.....	71

Tablolar

Tablo 1 : Birincil Kaynaklara göre Kurulu Güç (MW).....	44
Tablo 2 : Kurulu gücün üretici kuruluşlara göre dağılımı (MW).....	45
Tablo 3 : Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Kapasite (Senaryo I,MW)	47
Tablo 4 : Güç Yedeği (Senaryo 1, MW)	48
Tablo 5 : YİD, Yİ ve İHD santralleri	75
Tablo 6 : YİD, Yİ ve İHD sözleşmelerinin özellikleri	76
Tablo 7 : Farklı Modellerin Yatırım Maliyetleri	78
Tablo 8 : Tarife düzenlemeleri	89
Tablo 9 : Kayıp Kaçak Oranları (toplam tüketimin yüzdesi olarak).....	96
Ek Tablo 1 :	112
Ek Tablo 2 :	113
Ek Tablo 3 :	114

Grafikler

Grafik 1 :.....	81
Grafik 2 :.....	81

TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın hazırlanması sırasında tartışma fırsatını bulduğum ve görüş ve eleştirilerinden yararlandığım sayın Sami Demirbilek, Fulya Baş, Yeşim Akçollu, Ahmet Buldam, Aydın Coşar, Utku Coşar, Emin Dedeoğlu, Mert Karamustafaoğlu, Ahmet Kavaş, Kieran Murray, Necmi Odyakmaz, Graham Scott, Maurice Smith, Osman Sevaioğlu, David Tonge ve Mehmet Yükselen'e ve İstanbul ve Ankara'da düzenlenen çalıştayların katılımcılarına teşekkür ederim. Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Enstitüsü Ankara'daki çalışmaya ev sahipliği yapmıştır. Şerif Sayın projenin doğmasında önemli rol oynamıştır. TESEV'de projenin yönetimi ile Ahmet Buldam, Başak Er ve Ayşe Yırcalı ilgilenmiştir. Hepsine teşekkür ediyorum. Bu proje Center for International Private Enterprise (Washington, D.C.) tarafından verilen bir hibe ile desteklenmiştir. Kuşkusuz çalışmadaki görüşler benimdışında hiç bir kişi ve kuruluşu bağlamaz, ayrıca tüm hatalar bana aittir.

Summary

The Electricity Market Law (EML, Law No. 4628) which was adopted on February 20, 2001 aimed at radically changing the organization of the Electricity industry in Turkey. Until the 1990s electricity generation, distribution and transmission activities were carried out by a TEK, a publicly owned vertically integrated enterprise. In 1994 TEK was divided into Turkish Electricity Generation and Transmission Company (TEAS) and Turkish Electricity Distribution Company (TEDAS) but nothing fundamental changed in the sector.

In the 1980 and 1990s various laws were enacted to enable the participation of private sector into Electricity Generation and distribution activities; under these laws Build Operate Transfer (BOT), Build Operate (BO) and Transfer of Operating Rights (TOR) contracts were designed. However, these contracts proved to have problems of various kinds and only a limited number of projects were realized through them.

Law No. 4628 aimed at liberalizing the industry and organizing electricity trade around a number of markets. In addition, Electricity (now Energy) Markets Regulatory Authority was formed to regulate and monitor the industry, with wide powers to issue secondary legislation. Thus a new legal framework was created for the restructuring of the industry.

Even though 5 years have passed since the enactment of EML, competition in the industry is still very limited. A large share of Generation assets is still under the control of a single dominant public enterprise. An important portion of privately owned generation assets do not contribute to competition because of stranded contracts which were signed before the EML. The deadline put forward for the privatization of distribution assets has been surpassed. While on the one hand the implementation of EML has been fraught with significant delays, at the same time the need for new investment in the industry is starting to appear. It is stated that unless new investment is forthcoming, Turkey may suffer from Electricity shortages in a few years.

The purpose of this study is to evaluate the progress so far in the reform of the electricity industry, identify main problems faced by the reform process and provide recommendations about what steps need to be undertaken for the development of competition in the industry.

The structure envisaged in the EML

The EML envisages an unregulated market for bilateral contracts signed between buyers and sellers of electricity. This market will be supported by a balancing market to eliminate discrepancies between supply and demand in real time and financial reconciliation to settle the financial accounts. Bilateral contracts are subject to private law.

The EML contained three elements that are widely seen as crucial for the introduction of competition into the electricity industry. The first was vertical unbundling, that is, the separation of generation, distribution and transmission activities. Distribution and generation assets are to be privatized whereas transmission assets will remain under public ownership. The second component was liberalization both on the demand and the supply side. On the supply side, companies that wish to participate in any of the envisaged activities could obtain a license from EMRA as long as they met certain conditions. On the demand side, consumers whose consumption is above a threshold can choose their suppliers. This limit is to be determined by EMRA. The third component is that the rights of access of anyone who wants to connect to the system are secured and regulated.

The EML organized state owned assets under three different companies: Electricity Generation Company (EÜAŞ), Turkish Electricity Distribution Company (TEDAŞ) and Turkish Electricity Transmission Company (TEİAŞ). TEİAŞ, besides being responsible for transmission is to run the balancing market and financial reconciliation. The EML also envisaged the formation of the Turkish Electricity Wholesale Company (TETAŞ). The main purpose of TETAŞ was to facilitate the financing of the costs of stranded contracts and it was seen as having a transitional role.

According to the EML generation, distribution, wholesale and retail activities can be carried out in the Electricity market. These activities are subject to the following limitations:

- Accounting separation: Legal persons who have more than one license or carry out activities in more than one facility need to keep separate accounts for each activity or facility.
- Generation companies may have affiliate relations with distribution companies but they cannot have control over one.
- The total market share of a generation company cannot exceed 20 percent of Turkey's total installed capacity.

- A distribution company may set up generation facilities in its region but the total electricity they generate cannot be over 20 percent of consumption in that region. Also, the amount of electricity they can purchase from their own or affiliated generation companies cannot exceed 20 percent of total consumption in that region.
- Market share of private wholesale companies not subject to regulation cannot exceed 10 percent of total consumption

Post-EML developments: The “Strategy Document” of March 2004 and amendments to the basic framework

Another important milestone in the restructuring of the electricity industry is the introduction of a Strategy Document (SD) in March 2004. The SD provided a list of actions that were to be undertaken for the implementation of the EML. At the same time, it envisaged a number of important changes to some of the key provisions of the EML.

The most important elements of the SD are as follows:

The overall strategic approach

According to the SD privatization is going to start through the privatization of the distribution assets. 21 distribution regions have been formed. Before privatization, each region has to prepare performance standards, loss and theft targets, accounting separation, and revenue requirements.

Generation assets will be organized as portfolio companies. The privatisation of generation plants would start after the establishment of Market Management System within TEIAS and after significant progress in the privatisation of distribution companies.

The SD envisages various vesting contracts. TETAŞ will have vesting contracts with distribution companies as well as purchase agreements with EUAŞ hydro plants and stranded contracts. Vesting contracts will exist between distribution companies and portfolio generation companies. These contracts will last at most for 5 years and when they expire they will be replaced by market based bilateral contracts.

The SD specified deadlines for each of these steps. In particular, it was stated these preparations would be completed by March 2005 and the tender process for the privatization of distribution assets would be launched and privatizations would be completed by December 2006.

Retail tariffs and cross subsidies

The idea behind the EML was that tariffs would be cost based and cross subsidies would be eliminated. In order to prevent inter-regional differences in losses and theft from generating large inter-regional differences in retail prices, the EML made provisions for possible direct subsidies to consumers, without distorting market prices. The authority to design the support system was given to the Cabinet of Ministers. The DSD introduced an important change on retail tariffs and envisages the formation of an equalization scheme to be valid for the first tariff period. The SD stated that the design of the equalization scheme would be completed by October 31, 2004 but as of December 2005 there have been no public announcements about the nature of this scheme.

Threshold for eligible consumers and the retail market

Hence according to the EML, non-eligible consumers can purchase electricity from retail sale companies. However, the SD states (p. 3) that non-eligible consumers can only purchase electricity from distribution companies. Undoubtedly this change will constrain the activities of retail companies.

In addition, it was expected that the threshold for eligible consumers was going to decrease over time. The SD states that the threshold will remain at 7.8 GWh (the level established in 2004) until 2009. Then it will be reduced so that eligible consumer ratio will reach 100 percent by 2011.

Reversal from the unbundling policy (Law No. 5398)

On July 2005, Law No 5398 on the Regulation of Privatization Applications was passed. In a major policy change Article 22 of the law allows distribution companies to set up their own generation companies. Limitations imposed by the EML on distribution companies' ability to set up generation companies and purchase electricity from them have thereby been relaxed to a great extent. The constraints prescribed in Law No. 5398 are that there should be accounting separation between the generation and distribution activities and that the price of the electricity purchased by the distribution company from the generator that it owns or with which it is affiliated with cannot be higher than the national average wholesale electricity price. Hence, subject to accounting separation, vertical integration between distribution and generation has been allowed.

It is understood that the change was introduced during discussions at the parliamentary

committee, EMRA was either not consulted or the change has been introduced despite EMRA's negative opinion. No reason for this important change has been made available to the public. It was widely interpreted in the public opinion as a move to increase the privatization values of distribution companies and a concession given to potential buyers of those assets. It has later been stated by officials that the purpose of the change was to ensure supply security, however the requirement of accounting separation was not sufficient and that a new law would be passed to ensure that distribution companies and affiliated generation companies would be legally separated. As of December 2005 no new law has been enacted to ensure legal unbundling.

Organized Industrial Districts

Law No. 5398 also allowed Organized Industrial Districts too enter Electricity Generation, distribution and trade activities. Thus a new player, not initially identified in the EML has been defined. In practice that means that the number of distribution companies may increase to over 100. It is not clear, for example, whether each district will sign a vesting contract. Apparently the main purpose for this change is to ensure cheap electricity to industry.

Privatization method of distribution assets

The most preferred method for the privatization of distribution assets was the transfer of ownership. In order to prevent legal challenges, a method resembling transfer of operating rights was adopted. According to this approach, distribution companies will sign TOR agreements with TEDAŞ. They will then obtain distribution and retail licenses from EMRA. Then the shares of licensed companies will be sold.

The reasons or justification for this choice has not been made public. It is apparent that the current constitutional interpretation and a number of decisions by the Constitutional Court raise serious problems to models entailing transfer of ownership rights. It is understood that the most important issue here is constitutional court decisions that interpret electricity as a public service.

The Main Problems of the Reform Process

The Governance of the Reform process, transparency and accountability

Even though the policy and regulatory decision making and implementation process in the electricity industry is more transparent than many other sectors, one of the most important problems of the reform process is its governance, especially ambiguities and uncertainties regarding the overall objectives and strategic orientation of the process,

as perceived by the rest of the players in the sector. The justifications of a number of important changes have not been disclosed. There have been serious delays, but no public announcements have been made for the reasons behind these delays. When reasons are not disclosed the process becomes vulnerable to suspicion. There seems to be a serious gap of communication between the policy makers and the private sector.

Some of these changes create doubts about the validity of the basic model adopted by the EML. Are the changes the result of a process of “learning by doing”, or do they reflect deeper doubts about the EML (for example, regarding how realism or feasibility)?

Increased transparency about policies and regulations would disclose information about how decision making bodies may react to unforeseen events in the future. This would reduce regulatory uncertainty. Disclosure of justifications would also enhance the accountability of policy makers and regulators. The requirement to put forward a justification or argument for decisions improves the quality of decisions and allows them to be questioned and analysed more effectively. This in turn increases trust in the policy making and regulatory process.

Currently a large part of players affected by regulatory decisions are public sector players. Hence a large part of the game takes place within the family. After privatizations conflicts of interest will be higher and these decisions will be subject to harsher public debate. Transparency will become even more important then, and probably will be more difficult to implement.

Possibly the easiest way to reduce regulatory uncertainty and enhance accountability is to publish a policy text that explains the overall objectives and strategic orientation in more detail. This can be followed by updates which provide information on recent developments in the reform process and difficulties faced. Such an approach would also help generate a meeting of minds among different agencies responsible for energy policy. In addition, publications of regulatory decisions with justification would add significantly to transparency.

Privatization and competition

Steps such as the freezing of the threshold of eligible consumers, the elimination of limitations on vertical integration, and the slowing down of introduction of competition in the retail industry has generated the impression that these steps have been undertaken to increase privatization revenues or to render these assets more attractive for potential

buyers. The first corresponds to a revenue-focussed privatization orientation, even though the SD explicitly states that privatization will not be revenue oriented. The logic of “making assets more attractive to potential investors” is also flawed. First of all, rendering these assets more attractive by vesting them with monopoly rents is contrary to the spirit of the model adopted by the EML. Second, if those assets are sold in an environment that is competitive enough, these rents will be reflected in the sales prices, and therefore will simply act as a tax on consumers. Privatizations should be carried out in a manner that is consistent with the objective of introducing competition into the electricity industry.

Regarding the generation facilities under public ownership, it is not necessary to wait for privatization in order to inject competitive behaviour into them. Portfolio companies should be prepared as soon as possible. Once created, portfolio companies can start acting independently of each other and also start participating in the balancing market. Once the balancing market starts genuine operations and with the participation of portfolio generation companies, these developments will help generate some markets prices that are not administratively determined and that will start reflecting the scarcity price of electricity.

Tariff structure and regulation

Under the EML, tariffs in those segments where competition cannot be introduced will continue to be regulated. The relevant ordinances and communiqués have been issued by EMRA. These regulations have the property that they will encourage the reduction of losses and theft in distribution. In fact, productivity increases generated by reductions in theft and losses are not going to be passed over to consumers, at least for a while.

However these regulations are not yet properly implemented. More importantly, an important part of tariffs are currently determined through markets of mechanisms that resemble markets, but through administrative measures. The government intervenes in retail prices and does not want them to increase. The different players in the public sector are not acting independently, and depending on a variety of priorities that may arise in the short run, adjustments can be made in different parts of the system. Hence while there has been legal unbundling, the different parts of the system may still behave in a coordinated and collusive (and non-commercial) manner to serve various priorities, including keeping the retail prices low.

Creation of portfolio companies in generation would represent an important step towards market orientation. The creation of these companies and their participation

in the balancing mechanism will reduce the degree of discretion and add an element of objectivity in the determination of tariffs.

Privatization of distribution assets and the equalization mechanism

One of the most important problems in distribution is the high level and inter-regional variability of technical losses and theft. These ratios have been on a declining trend in recent years, from about 20 percent in 1993-2003 to 18.6 in 2004 and to a projected level of 17.4 in 2005. This ratio is highest in the east and south east. Another indicator is the absolute level of theft and losses, which is highest in Istanbul.

Distribution assets are going to be privatized before any effort is spent to reduce theft. In regions where loss ratios are very high, it is doubtful that passing the task of reducing losses over to the private sector is a wise policy. In these regions a better policy would be for the public authorities to take over the responsibility of reducing losses before privatization.

The cost of technical losses and theft is currently financed through a national retail tariff, which entails cross subsidies from regions with low ratios to those where the ratios are high. Such a system of cross subsidies will not voluntarily survive once distribution is privatized. At the same time a system which is completely cost based, involving no subsidies at all is not likely to be sustainable either. That would lead to large inter-regional differences in retail prices for non-eligible consumers, a situation that is both unfair and politically unacceptable.

The EML had envisaged solving this problem by direct payments to consumers in regions where loss and theft ratios are high. The SD took another approach and stipulated the establishment of an equalization scheme. It is not yet clear how that mechanism will be related to the distribution tariff regulation scheme, which does provide incentives for reducing theft and losses.

Whatever is the system adopted, it should have several characteristics. First, the mechanism should be transparent. Second, while encouraging reductions in theft and losses, it should also entail as low as possible intervention in market prices. Third, it should not discriminate among different players in the market.

How the mechanism will be financed is another dimension of the problem. If it simply entails cross subsidies from regions with low ratios to regions with high ratios, that would mean that the burden would fall completely on consumers in regions where the ratios are low. This would be unnecessarily unfair. The best method would entail

direct transfers from the budget as such a method, financed by general taxes would mean that the burden would be distributed among a large number of consumers.

Retail Competition

Retail competition is seriously restricted until 2009. This is both because, according to the SD, thresholds for eligible consumers will not change until and also because non-eligible consumers will not be able to purchase electricity from suppliers other than the distribution company in their region. Does this postponement of retail competition entail significant costs?

International experience suggests that retail competition yields significant benefits in the case of large consumers. However, the experience is much less encouraging for residential and small commercial consumers.

Delays in the introduction of retail competition are not likely to generate significant welfare losses in the case of residential or small commercial consumers. Welfare losses are more likely to be associated with large consumers whose consumption is below eligibility thresholds. The way to prevent this welfare loss is to reduce eligibility limits to levels that would include most consumers aside from residential and small commercial consumers.

Horizontal and vertical unbundling

The SD stipulates that before privatization generation assets are going to be organized into separate portfolio companies. This measure is going to help Turkey avoid a major problem that other countries have faced during restructuring, namely market power issues caused by high concentration. Horizontal unbundling will facilitate to achieve a more competitive market structure. The fact that market share of generation companies is limited by a cap of 20 percent will mean that concentration will be limited in the future as well.

Regarding vertical unbundling the current situation requires only accounting separation of distribution from retail supply and generation. EU directives require that distribution be at least legally separated from retail supply and generation in member countries until 2007. The directives stipulate additional measures to ensure independent decision making, in case distribution is legally separated but is controlled by groups that also control generation or retail supply activities. The opinion of the Competition Authority in Turkey also is that distribution should be at least legally unbundled. In a recent sector inquiry carried out by the European Commission, vertical integration and foreclosure is identified as a major impediment to competition.

The benefit of vertical integration is said to lie in protection from the risks of volatile retail prices and procurement. However, this protection can be assured by integration between retail and generation, integration also with distribution is not necessary. The competition implications of integration between retail and generation are less grave (than the case when distribution is included) hence such integration does not need to be banned.

Priorities

Currently the reform process in turkey is still at the stage of establishing the main structural characteristics of the industry. In the short term two important objectives can be underlined. The first is implementing steps that can start operationalizing the envisaged market model. The second is to restructure the policy making and regulatory process itself so as to make it more transparent and accountable.

The following steps are necessary to achieve the first objective:

- Establishment of the portfolio generation companies
- Launch the balancing market
- Have the portfolio companies participate in the balancing market, even if they are still under public ownership
- Legal unbundling of distribution from generation and retail supply (or, at least, announce plans to that effect)
- Ensure that tariff regulation for distribution activities provide incentives for reductions in theft and losses, and that they do not lead to non-transparent cross subsidies
- Ensure that the tariff equalization scheme is transparent
- Lower the threshold for eligible consumers so that it covers all consumers except for residential and small commercial consumers

Once the portfolio companies are formed, once the balancing mechanism start operating and these companies participate in the market along with private companies, these will help generate some transparent market prices that are independent from administrative intervention.

The first step towards accomplishing the second objective may be to put out a policy paper that includes:

- Outline the objectives and methods of restructuring that is currently taking place in the electricity industry,
- Explain the priorities and methods adopted in the privatization of distribution assets, the legal issues that have been faced, the reasons for the solutions adopted, and more generally, what sort of problems the model may be faced with in the future and how these may be resolved,
- Explain how the privatization of generation assets is going to be managed, explain potential problems
- Discuss main risks and challenges that are going to be faced in the next two or three years and what type of preparations are undertaken to meet them
- Towards the medium term, how the adopted market model is expected to deal with the main problems of decentralized electricity markets, especially market power and resource adequacy

This policy paper may be followed by periodic updates that provides information on recent developments and evaluates and discusses problems faced.

Another issue that is going to preoccupy both MENR and EMRA is the investment gap that is expected to arise soon. The authorities have not yet clarified how they are going to respond to that situation. One way to encourage investments in the medium term is to reduce regulatory uncertainty and enhance credibility of the regulatory framework. Care needs to be taken to ensure that any additional emergency measures that may be adopted in the short term are not inconsistent with the model adopted by the EML and does not further delay its implementation.

TESEV'in Önsözü

TESEV'in bu çalışmasının konusu, dünyanın hemen tüm ülkeleri için hem tüm kesimleri ilgilendiren hem de iddialı siyasi ve teknik sorunlar içeren bir alan.

Elektrik sektörü başından beri tipik bir kamu hizmeti olarak görülür, yakın zamana kadar da hemen her ülkede bir devlet tekeli olarak yürütülürdü. Piyasa ekonomisi modelinin yaygınlaşması ve teknolojik gelişmeler artık bu sektöre de köklü bir dönüşüm getiriyor.

Elektrik sektörünün piyasa dinamiklerine açılması sürecinin sadece bu sektöre özgü bazı önemli boyutları var. Elektrik ekonomik açıdan ikame edilmesi neredeyse olanaksız bir temel ara ve tüketim malı, pek çok yönden de bir kamu malı. Üretim teknolojisi geniş bir çeşitlilik gösteriyor. Aynı zamanda lojistik açıdan stoklanmaya elverişsiz ve ancak gerçek zamanlı üretilip-tüketilebiliyor. Üstelik tek amaçlı bir iletim şebekesi ile taşınmak ve dağıtılmak zorunda. Elektrik piyasaları öncelikle bu koşullara göre şekillenmek zorunda.

Öte yandan elektrik piyasalarının oluşması, bugün tüm toplumların gündemindeki “özelleştirme”, “rekabet”, “piyasaların bağımsız gözetim ve denetimi” gibi sistemik politika tartışmalarının da tam ortasında yer alıyor.

Bu alanda her ülkede denenmiş ve kabul edilmiş bir ideal model yok. Her ülke bu dönüşümü kendi koşullarına göre geliştirmek zorunda. Ne var ki ülkelerin birbirlerinin deneyimlerinden çok şey öğrenebilirler.

TESEV ve ABD Ticaret Odası'nın bir yan kuruluşu olan Center for International Private Enterprise (CIPE)'in desteğiyle Dr. İzak Atıyas'ın (Sabancı Üniversitesi) ulusal ve uluslararası uzmanlar ile TEPAV'ın katkılarıyla gerçekleştirdiği elinizdeki çalışmada önce Türkiye'nin, başlangıcı 1980'lere kadar giden deneyimi karşılaştırmalı olarak değerlendiriliyor. Ardından, dünyadaki örneklerden de hareketle, ülkemizdeki reform sürecinin ulaştığı noktadaki sorunlar ve öneriler nesnel bir bakış açısıyla ortaya konuyor.

Bu çalışmanın sonuçlarının, Türkiye için ufukta beliren enerji darboğazına çare geliştirirken elektrik piyasalarında başlatılan dönüşümü ikinci plana atmak yerine bu süreci hızlandıran çözümler üzerinde durmanın, istikrarlı ve saydam bir kamu politikası oluşturmanın yararlarını daha iyi ortaya çıkardığına inanıyorum.

Ahmet Buldam

TESEV İyi Yönetişim Program Direktörü

Giriş

20 Şubat 2001’de Meclis’te kabul edilen 4628 numaralı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile Türkiye’de elektrik sektörünün örgütlenme ve faaliyet biçiminin radikal bir biçimde değiştirilmesi hedeflendi. 1990’lara kadar Türkiye’de elektrik sektöründe üretim, dağıtım ve iletim faaliyetleri, bir kaç küçük istisna dışında dikey bütünleşik bir kamu girişimi olan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) tarafından yerine getirildi.1994 yılında TEK Türkiye Üretim ve İletim A.Ş. (TEAŞ) ile Türkiye Elektrik Dağıtım AŞ (TEDAŞ) olarak ikiye bölünmüştü ancak sektörün temel yapısında önemli bir değişiklik olmadı.

Türkiye bu açıdan bir istisna değildi. Dünyanın bir çok bölgesinde bu sektörde yaygın olan örgütlenme biçimi, dikey bütünleşik kamu şirketleri şeklinde idi. Bazı ülkelerde (örneğin ABD) bu hizmetler özel şirketler tarafından sunuluyordu. Bu durumda da bu şirketlerin tekeli aşırı yüksek fiyat belirlemeleri için yaygın ve yoğun bir biçimde kamu müdahalesi kullanılıyordu. Bu müdahale özellikle tarifeler ve hizmet kalitesi gibi bazı önemli değişkenlerin kamu organları tarafından düzenlenmesi, ve bu şirketlere elektrik tüketimini ülkenin dört bir yanına ve makul fiyatlarda sunma zorunluluğu demek olan evrensel hizmet yükümlülüğü getirilmesi şeklinde oluyordu.

1980’lerden itibaren dünyada bu durum değişmeye başladı. İlk toptan elektrik piyasası Şili’de 1978’de kuruldu. İngiltere ve Galler’de spot piyasa 1990’da kuruldu. 1990’larda bir çok ülkede elektrik sektöründe özelleştirme ve serbestleşme hayata geçirilmeye başlandı. Genelde özelleştirme ve serbestleşme iç içe geçmiş bir biçimde bir reform paketinin unsurları haline geldi. Ancak reformun temelinde, elektrik sektörünün bazı bölümlerinin artık rekabete açılabilir olduğuna ilişkin bir inanış vardı. Nitekim 1990’ların ikinci yarısında Avrupa Birliği de elektrik sektöründe reform hareketine başladı. Bu yönde önemli bir adım olan 1996 Elektrik Direktifi’nin temelinde gerek arz gerek talep tarafında serbestleşme ve rekabetin gelişmesi yatıyordu.

Türkiye’de 1980’lerde ve 1990’larda özel kesimi elektrik üretim ve dağıtım faaliyetlerine katmak için çeşitli kanunlar çıkarıldı, bu kanunlar ışığında özel sektör şirketleri ile Yap İşlet Devret (YİD), Yap İşlet (Yİ) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) gibi sözleşmeler düzenlendi. Bu dönemde özel kesimi üretim ve dağıtım faaliyetlerine katma yöneliminin arkasındaki temel neden, kamu maliyesindeki kısıtlardan dolayı kamu kesiminin bu yatırımları karşılamasının artık mümkün olmadığı şeklindeki inanış idi. Bu sözleşmeler çeşitli açılardan sorunlar çıkardı, önemli bir bölümü tamamlanmadı, ancak sınırlı sayıda proje gerçekleştirilebildi. Bu projeler de kamuoyunda sorunlu projeler olarak biline geldi.

4628 numaralı kanun, daha önceki girişimlerden farklı olarak elektrik sektörünü ciddi bir biçimde serbestleştirmeyi ve piyasalar etrafında örgütlemeyi hedefledi. Kanun, sektörde dikey ayrışmanın sürdürülmesini ve kamuya ait mevcut varlıkların üretim, dağıtım, iletim olarak ayrı şirketler olarak örgütlenmesini öngördü. Üretim ve dağıtım varlıkları özelleştirilecek, buna karşılık iletim kamu mülkiyetinde kalacaktı. Gerek arz gerek talep tarafında serbestleşmeye gidilecek, bir dengeleme piyasası kurulacaktı. Ayrıca, elektrik piyasalarını düzenlemek ve denetlemek üzere Elektrik (şimdi Enerji) Piyasaları Düzenleme Kurumu (EPDK) kuruldu ve geniş düzenleme yetkileri ile donatıldı. Böylece sektörde ciddi bir yeniden yapılanma için yeni bir yasal çerçeve çizilmiş oldu.

EPK'nun çıkmasının üzerinden yaklaşık 5 yıl geçmiş olmasına rağmen, sektörde rekabetin gelişme düzeyi hala çok sınırlıdır. Kuruluşundan itibaren EPDK bir çok konuda düzenlemeler çıkardı ancak özellikle ilk yıllarda sektörün yapısında ciddi bir değişiklik meydana gelmedi. Kanundan üç yıl sonra 2004 yılında bir Yüksek Planlama Kurulu kararı olarak ortaya konulan Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi (kısaca Strateji Belgesi veya SB) ile EPK'nun nasıl hayata geçirileceği konusunda önemli somut adımlar önerildi ancak bu arada bazı konularda EPK'na göre rekabetin gelişmesi açısından daha yavaş davranılacağı da ortaya kondu.

Halen üretim varlıklarının önemli bir bölümü piyasada hakim konumda olan bir kamu şirketinin elindedir. Özel kesimin elindeki üretim varlıklarının da önemli bir bölümü geçmişten devralınan sözleşmelerden dolayı rekabetin gelişmesine bir katkıda bulunmamaktadır. Dağıtım varlıklarının özelleştirilmesine ilişkin ortaya konulan takvim aşılmış durumdadır. EPK'nda tasarlanan piyasa yapısının kurulmasında gecikmeler yaşanırken, bir yandan da sektörde yeni yatırım gereksinimi yavaş yavaş ortaya çıkmaktadır. Düzenleyici ve yasal çerçevede eksiklikler verili iken özel kesimin bu yatırımlara girişmesi konusunda en azından şimdilik çok iyimser bir hava olmadığı söylenebilir. Öte yandan kamu kaynaklarının kısıtlı olduğu hakkındaki inanış ta değişmiş gözükmemektedir.

Bu çalışmanın amacı, elektrik sektöründe reform sürecinde bugüne kadar atılmış olan adımları değerlendirmek, reform sürecinde karşılaşılan sorunları tespit etmek ve bu sektörde rekabetin gelişmesi için gerekli olan adımlar ve öncelikler hakkında önerilerde bulunmaktır.

Çalışmanın ikinci bölümünde elektrik sektöründe yeniden yapılanmanın özellikleri ve temel sorunları gözden geçirilecek, model arayışları konusunda uluslar arası deneyime

kısaca göz atılacaktır. Üçüncü bölümde Türkiye’de elektrik sektörünün özellikleri ve sektöre özel sermayeyi çekmek için uygulanmış olan modeller özetlenecektir. Dördüncü bölümde EPK ile oluşturulan modelin ana unsurları gözden geçirilecektir. Beşinci bölümde EPK’nun çıkmasından sonraki gelişmeler, özellikle de 2004 yılında yayınlanan Strateji Belgesi tartışılacaktır. Ondan sonraki iki bölümde Türkiye’deki reform sürecinin önündeki ana konular ele alınacaktır. Altıncı bölümde rekabet sorunları, rekabet ile özelleştirmenin ilişkisi ve yeniden yapılandırılmış piyasalarda yaygın bir biçimde gözlemlenen rekabet gücü sorununu çözmeye yönelik önlemler tartışılacaktır. Yedinci bölümde ise dağıtım sektörünün sorunları ile bunların tarife düzenlemeleri ve özelleştirme ile ilişkisi tartışılacaktır. Yedinci bölümde ise bir değerlendirme ile birlikte kısa ve orta vadedeki öncelikler konusunda öneriler yapılacaktır.

2 Elektrik sektöründe yeniden yapılanmanın temel sorunları

2.1 Sektörün yapısal özellikleri

Elektrik sektörünün bazı yapısal özellikleri bu sektörü başka ekonomik faaliyetlerden önemli ölçüde ayırır. Elektrik saklanamayan bir metadır. Dolayısıyla elektrik üretimi ile tüketiminin gerçek zamanda birbirine eşit olması, bu arada voltaj gibi bir çok teknik parametrenin de dengede tutulması gerekir. Diğer metalarda arz ile talep arasında bir dengesizliğin ortaya çıkması halinde bu dengesizliğin sistem üzerinde ciddi bir olumsuz etkisi olmaz. Halbuki elektrikte durum öyle değildir. Arz ile talep arasındaki dengesizlikler doğru yönetilmezse tüm sistemin güvenliğini tehlikeye sokabilir. Diğer piyasalardan farklı olarak, sistemin güvenliğini sağlamak için merkezi bir sistem işletmecisine ihtiyaç vardır. Sistem işletmecisi üretim, tüketim ve akımları her an izler ve arz ve talep arasındaki dengesizlikleri giderecek eşgüdümü sağlar, gerektiğinde üretim birimlerinden aldığı enerjiyi arttırır veya azaltır, gerektiğinde üretim birimlerini devreye sokar veya çıkarır.

Elektrik talebi zaman içinde (gün içinde, mevsimler arası , vs) yüksek dalgalanmalar gösterir. Geleneksel olarak uygulanmış olan elektrik fiyatlandırması yöntemlerinde tüketici fiyatları bu dalgalanmalardan etkilenmez. Elektrik arzı da katı kapasite sınırlamalarına tabiidir. Aynı şekilde iletimde de katı kapasite kısıtları vardır. Talepteki dalgalanmalar ve arzdaki kapasite kısıtları, elektriğin kıtlık fiyatının da yüksek dalgalanmalar göstermesine neden olur. Yine geleneksel fiyatlama yönteminde elektriğin kıtlık fiyatındaki bu dalgalanmalar tüketici fiyatlarına yansıtılmaz. Dolayısıyla talebin kıtlık fiyatlarına esnekliği son derece düşüktür.

Gerek üretim gerek iletim teçhizatı aşırı yüke karşı duyarlıdır ve aşırı yük karşısında arızalanır. Bu yüzden aşırı yük ortaya çıktığında elektrik akımı kesintiye uğratılır; bu çok sayıda tüketicinin elektriksiz kalmasına neden olabilir. Sistemin herhangi bir yerinde aşırı yüklenme, önlem alınmazsa tüm sistemin çökmesine neden olabilir. Bu tür sorunların önlenmesi veya asgari düzeyde tutulabilmesi için yine merkezi bir kontrol mekanizması veya sistem işletmecisi gereklidir. Bu merkezi kontrol mekanizmasından beklenen sistemin tümünün güvenliğini korumaya yönelik olarak çalışmasıdır. Sistem işletmecisi herhangi bir birimin devre dışı kalması halinde devreye girecek yeterli yedek kapasitenin bulunduğundan emin olur. Örneğin herhangi bir üretim biriminin devre dışı kalması, veya talebin öngörülme düzeylere çıkması halinde devreye girecek yeterli üretim yedeklerinin bulunması gerekir. İletimde herhangi bir hattın devre dışı kalması halinde oradan geçen elektrik sistemin başka devrelerine akacaktır. Dolayısıyla iletimde de böyle durumlarda kalan hatlara aşırı yüklenme olmayacak kadar yedek kapasitenin bulunması gerekmektedir.

Bütün bunların ışığında, elektriğin etkin bir şekilde üretimi ve tüketimi, talebin durumuna göre, farklı maliyetlere sahip olan santrallerin devreye girmesini, gerektiğinde devreden çıkarılmasını, bu arada iletim kısıtlarının da sürekli gözetilmesini gerektirir.

2.2 Dikey bütünleşik tekeli yapı

20-25 yıl öncesine kadar elektrik hizmeti dikey olarak bütünleşik kamusal veya özel tekeller tarafından sunuluyordu. Yani, elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve nihai tüketicilere perakende sunumu bir tek şirketin çatısı altında yerine getiriliyordu. Bu dikey bütünleşik tekeli yapıda, elektrik arz ve talebinin her an birbirine eşit olması ve bu arada iletim kısıtlarına da uyulması zorunluluğundan kaynaklanan koordinasyon sorunları birer mühendislik problemi olarak çözülmüyordu. Sistem operatörü, talebin devrimine ve iletim kısıtlarına göre en ucuz santrallerden en pahalısına kadar üretim birimlerini devreye sokuyor, ani talep dalgalanmalarına merkezi bir biçimde karşılık veriyordu. Sistemin ne kadar yedek kapasiteye ihtiyacı olduğunu hesaplıyor, bu kapasiteyi bulundurmamak ise sadece bir finansman sorununa indirgenmiş oluyordu. Sonuç olarak dikey bütünleşik yapı, bir komuta sistemi olarak yönetilebiliyordu.

Geleneksel tekeli bütünleşik yapının bazı başka önemli özellikleri daha vardı. Bir kere dikey bütünleşik yapı, elektriğin kıtlık fiyatındaki dalgalanmalara karşı yani fiyat riskine karşı doğal bir tampon mekanizması içeriyordu. Bütünleşik yapı elektriğin kıtlık fiyatındaki dalgalanmaları, yeterli yedek kapasiteyi bulundurmamak şartı ile, görece

kolayca hazmedebiliyordu, fiyat dalgalanmaları nakit akışında ciddi dalgalanmalara yol açmıyordu. Daha önemlisi, bu dalgalanmaya rağmen, dikey bütünleşik yapı tüketicilere görece istikrarlı fiyatlardan elektrik verebiliyordu. Bir başka ifade ile, bu yapı içinde tüketicilere elektrik tüketimini zamanlar arası yayma fırsatı tanıyor bir anlamda kısa dönemli fiyat dalgalanmalarına karşı tüketicilere de bir sigorta sunmuş oluyordu.

Sunumun tekeli olması, elektrik hizmeti sunumunun finansmanının da kolaylaştırıyordu. Tekelin özel kesim mülkiyetinde olduğu ülkelerde (örneğin ABD) bu yapı bir düzenleyici anlaşma altında sürdürülüyor. Hizmet maliyeti düzenlemesi denilen bu sistem içinde finansmanın temel yolu tarife düzenlemeleri idi; tarifeler, şirketin tüm makul yatırım ve işletim masraflarının zaman içinde karşılanmasını garanti edecek biçimde belirleniyordu.¹ Bu güvence ise şirketin mali piyasalardan finansman yaratmasını mümkün kılıyordu. Kamu kesiminin hakim olduğu ülkelerde de durum aslında farklı değildi. Tekelci konum, yatırım finansmanının zaman içinde tarifelerden karşılanmasını mümkün kılıyordu. Bir çok ülkede kamu kesimi şirketleri mali piyasalardan finansman bulabildi. (Buna karşılık özellikle gelişmekte olan ülkelerde tarifelere siyasi müdahale sık bir biçimde görüldü ve sık sık tarifeler maliyetlerin altına indi.) Her iki durumda da tüketicilerin bir tek tedarikçiye bağımlı olması, ve bu sayede istikrarlı bir gelir kaynağının mevcudiyeti yatırım maliyetlerinin zaman içinde karşılanmasını kolaylaştırdı. Yani sistem, uzun dönemli ve riskli finansman gerektiren yatırımların geri döneceğini garanti ediyordu. Önemli olan uzun dönemde yatırım, kısa dönemde de yedek kapasite planlamasının yetkin bir biçimde yapılması idi. Bu sistemin sorunlu tarafı, ve reform fikrini tetikleyen ana etken, böyle bir düzen içinde tekellerin maliyet etkinliğini sağlama dürtülerinin çok zayıf olması belki de hiç olmaması idi. Hatta ciddi hatalar bile yapılırsa, bu hataların maliyeti kolayca tüketicilere yüklenilebiliyordu.

2.3 Yeniden yapılanma ve sorunları

Elektrik sektöründe rekabetin gelişmesi ve elektrik hizmetinin sunumunda piyasa mekanizmasının önemli bir rol oynamaya başlaması çok ciddi bir yeniden yapılanma anlamına geliyordu. Reform hareketleri ilk ortaya çıktığında, güvenilir, kesintisiz elektrik hizmet sunumunun piyasa mekanizması yolu ile ve merkezi yönlendirmenin oldukça azaldığı bir sistem içinde gerçekleşebilmesinin pek zor olmadığına inanılmıştı. Bugün ise literatürde son 10-20 yıllık deneyimden, karşılaşılan başarısızlıklardan dersler çıkarma eğiliminin ağırlık kazandığı görülmektedir.²

¹ Tarife düzenlemeleri konusu yedinci bölümde ayrıntılı bir biçimde tartışılmaktadır.

² Örneğin Chao v.d. (2005a, 2005b), Joskow (2005a, 2005b), Wolak (2003), Green (2005a). Bu bölümde bu kaynaklardan yoğun bir biçimde yararlanılmıştır.

Elektrik sektöründe yeniden yapılanmanın temel mantığı şu şekilde ifade edilebilir: Elektrik sektörünün üretim ve perakende satış bölümleri ölçek veya kapsam ekonomilerinin yoğun olmadığı bölümlerdir, özellikle son birkaç on yılda teknolojiadaki gelişmeler, üretimde asgari etkin ölçeğin küçülmesine yol açmıştır. O yüzden üretim ve perakende satış bölümlerinin tekel olarak örgütlenmesine gerek yoktur ve rekabete açılabilir. Buna karşılık iletim ve dağıtım hizmetleri ise doğal tekel niteliklerini korumaya devam etmektedir, ölçek ekonomileri bu bölümlerde birden fazla şirketin barınmasını imkansız kılar, dolayısıyla bu faaliyetler ulusal veya bölgesel tekeller biçiminde örgütlenmeye devam edecektir. Bu yüzden bu faaliyetlerde fiyatlama da düzenleme altında olacaktır. Bir yeniden yapılanma programının veya sürecinin yapılanmanın en önemli unsurları şunlardır:

- Dikey bütünlüğe tekel yapısının üretim, iletim, dağıtım ve perakende parçalarına ayrıştırılması
- Sektörün rekabete açılabilir bölümlerinin yani üretim ve perakende satışların serbestleştirilmesi, bu bölümlerde yeni girişlere izin verilmesi
- Tekel özelliğini korumaya devam eden ve düzenlemeye tabi olan iletim ve dağıtım şebekesine elektrik üretimi veya alım satımı faaliyetinde bulunan tüm katılımcıların erişim hakkının sağlanması
- Bağımsız bir sistem işletmecisinin oluşturulması, bu işletmeciye iletim şebekesinin yönetimi, talebi karşılamak üzere üretimin programlanması ve sistemin fiziksel istikrarını sağlamak görevinin verilmesi
- Toptan elektrik piyasasının kurulması
- Elektrik tarifelerinin ayrıştırılması (yani nihai tüketici fiyatını oluşturan üretim, iletim dağıtım ve perakende bileşenlerinin ayrıştırılması, bu faaliyetlerin ayrı ayrı tarifelendirilmesi)

Özet olarak, yeniden yapılanma, eski rejimde bütünlüğe bir tekel eliyle sunulan hizmetin, son tahlilde birbirinden bağımsız kararlar alan oyuncuların katıldığı bir ve kuralları açık bir biçimde belirlenmiş bir piyasa mekanizması yoluyla sunulmasını içermektedir.

Yeniden yapılandırmanın önemli bir sonucu, eski yapıda mühendislik sorunları olarak kendini gösteren sorunların şimdi ekonomik boyutlarının ortaya çıkması olmuştur. Sonuç olarak birbirinden görece bağımsız (ve son tahlilde kendi çıkarlarını örneğin kârlarını korumaya yönelik) kararlar alan ekonomik birimlerin kararlarının toplumsal açıdan arzu edilir sonuçlar vermesi için, gerek son tahlilde arz ile talebi denkleştirme görevini hala sürdüren sistem işletmecisinin (genelde iletim hizmeti sunan işletmeci), gerek düzenleyici otoritenin, oyunun kurallarını doğru olarak tasarlaması ve uygulamasını gerekmektedir.

Elektrik piyasalarını diğer piyasalardan ayıran özelliklerin önemi burada ortaya çıkmaktadır. Bu özellikler, toplumsal açıdan arzu edilir sonuçlar doğuran bir piyasa tasarımını diğer piyasalara göre zorlaştırmakta, hata ihtimalini de arttırmaktadır.³ Bu özelliklerden dolayı, hiyerarşik komuta sistemini birbirinden bağımsız karar alıcıların oluşturduğu bir piyasa mekanizması ile ikame etmek zor olmaktadır. Gerçekten serbestleşme ve yeniden yapılanma çabaları bir çok ülkede önemli zorluklarla karşılaşmıştır. Bir çok ülkede çeşitli boyutlarda elektrik krizleri yaşanmıştır (örneğin Kaliforniya, ABD doğu yakası, Yeni Zelanda). Kriz yaşanmayan ülkelerde de toptan elektrik fiyatları uzun süreler aşırı yüksek olabilmıştır, ayrıca reformun getirdiği verimlilik artışlarının tüketiciye yansması için önemli rekabet sorunlarının çözülmesi gerektiği ortaya çıkmıştır.

Karşılaşılan zorluklar arasında şunlar sayılabilir: Birincisi, elektrik piyasalarının bazı unsurları kamu malı niteliği gösterir. Bunların başında iletim sistemi gelmektedir. İletim sistemi elektriği üretim ve tüketim noktaları arasında taşıyan bir kamu malı gibidir. Sistemin herhangi bir yerinde yaşanan sorun, piyasadaki diğer katılımcıları etkiler. Örneğin bir üretim biriminin devre dışı kalması sonucu, bazı tüketiciler elektrik kesintisi yaşayabilirler veya bir üreticinin malı tüketicilere ulaştırılamayabilir. Bu kamu malı özelliği yüzünden saf bir piyasa mekanizması, iletim sisteminde yeterli kapasitenin bulunmasını her zaman özendirilmeyebilir. Türkiye’de iletim sisteminin kamu mülkiyetinde kalmış olması iletim sisteminin bu yönünün yol açtığı ekonomik sorunların giderilmesini kolaylaştıracaktır.

Kamu malı özelliği gösteren ikinci unsur, kısa dönemde yeterli yedek kapasitenin bulundurulması (arz güvenilirliği), uzun dönemde de yeterli yatırımların yapılmasıdır (kaynak yeterliliği).⁴ Kısa dönemde herhangi bir tüketici için, çabuk devreye girecek kapasitenin bulundurulması bir bedavacılık sorunu içerir: her bir tüketici bu güvenilirliğin fiyatını bir başkasının vermesini tercih eder çünkü rezervler için kendisinin ödediği bedel ile elektriğe erişiminin olup olmaması arasında yakın bir ilişki yoktur. Daha uzun dönemde, talebin ancak çok yüksek olduğu zamanlarda belki de yılda sadece bir kaç saat devreye giren, ancak girmediği taktirde tüm sistemde ciddi sorunlar yaşatan puant kapasitenin inşa edilmesi için piyasa sistemi yeterli özendirimi sağlamayabilir. Herhangi bir yatırımcı için bu kapasiteyi inşa etmenin maliyeti yüksek, getirisi ise hayli belirsiz olacaktır. Bir başka ifade ile, tüm kamu mallarında olduğu gibi, bu kapasitenin yaratılması için özel bir mekanizma gerekebilir.

İkinci önemli sorun, dikey bütünleşik yapıda sistem içinde hazmedilen fiyat riskinin

3 “Elektrik arz sanayiinde reform yapmayı düşünen bir hükümetin emin olacağı tek şey, ilk piyasa tasarımında hataların yapılacağı, ve düzenleyici kurumun hazır olmadığı bazı zor durumlarla karşı karşıya kalacağıdır.” (Wolak, 2003, s.1).

4 Burada arz güvenilirliği deyiimi ile kısa sürede harekete geçecek günlük yeterli rezerv kapasitenin bulundurulması konusu, arz veya kaynak yeterliliği deyiimi ile de “peak” talebi karşılayacak kapasite yatırımının yapılması sorunu ifade edilmektedir.

piyasa sisteminde toptan fiyat riski olarak açık bir biçimde ortaya çıkmasıdır. Üretim, toptan satış ve perakende satışın rekabete açılmış olduğu bir ortamda bu fiyat riskinin önemli sonuçlarından biri, toptan fiyatlar ile perakende fiyatlar arasında risk açısından önemli bir benzersizlik yaratılmış olmasıdır. Tedarikçiler, bir yandan yüksek dalgalanmalara tabi olan toptan piyasalardan enerji alacaklar, diğer taraftan bu enerjiyi belki de fiyat dalgalanmalarından çok hoşlanmayan ve her an bir başka tedarikçiye geçmeye hazır bir tüketici kitlesine daha istikrarlı fiyatlardan satmak zorunda kalacaktır. Dolayısıyla piyasa sisteminde tedarikçiler ciddi bir fiyat riski ile karşı karşıyadır. Yeniden yapılandırılmış elektrik sektöründe bu riskin bir biçimde yönetilmesi gerekmektedir.

Üçüncüsü, uluslararası deneyim, elektrik piyasalarında tek taraflı piyasa gücü sorununun (unilateral exercise of market power), yani üreticilerin piyasa fiyatlarını etkileme ve yükseltme yeteneğinin, diğer piyasalara göre çok daha yüksek olabildiğini ortaya çıkarmıştır (piyasa gücü sorunu için bakınız 6.2 bölüm). Üreticilerin bu yeteneği, bir yandan toptan piyasalardaki fiyat dalgalanmalarını daha da arttırabilmekte, bir yandan da reformun nimetlerinin nihai tüketicilere yansımaları ciddi bir biçimde sınırlandırabilmektedir. Piyasa gücü sorunu, özellikle talebin arza göre yüksek olduğu ve /veya iletimde tıkanıklık ihtimalinin yüksek olduğu durumlarda daha sık bir biçimde ortaya çıkmaktadır.

Bu ve başka sorunlara en iyi cevabı verebilecek piyasa tasarımı ve düzenlemeler bütününe ne olduğu konusunda henüz açık bir fikir birliği oluşmamıştır. Farklı ülkeler farklı çözümler bulmuş, farklı düzeylerde başarı elde etmişlerdir. Bunun da

ötesinde, ülke deneyimlerinin ne şekilde yorumlanması gerektiği konusunda bile bir fikir birliği oluşmamıştır. Gerek bulunan çözümler, gerek yaşanan deneyimlerin nasıl yorumlanması gerektiği konusundaki fikir ayrılıkları, bir ölçüde yorumcuların piyasa mekanizmasının ne denli etkin çalışabileceği konusundaki farklı inançlarından da kaynaklanmaktadır (somut bir örnek için bakınız Kutu 1: Yeni Zelanda'da Elektrik Reformunun Sorunları). Görünen odur ki, başarının sırrı sadece soyut olarak en iyi tasarımı bulmayı değil, aynı zamanda hem ülke şartlarına en uygun olanını bulmayı hem de bu tasarlanan modelin gereklerini tutarlı bir biçimde hayata geçirmeye bağlı gibidir.

Kaldı ki her ülkenin reforma başlama noktasının kendine has ek sorunları olmuştur. Türkiye'deki tasarım hem uluslararası deneyimlerinden alınan dersler hem de Türkiye'ye özgü bazı önemli sorunlar ışığında şekillenmiştir. Bu sorunların başında geçmişten kalan sözleşmeler ile yüksek oranda ve bölgeler arası farklılık gösteren kayıp ve kaçak elektrik kullanımı olgusu sayılabilir. Ayrıca çok büyük oranda kamu mülkiyeti altında olan üretim ve dağıtım varlıklarının nasıl piyasa sisteminde hareket edebilecek birimler halinde örgütlenebileceği de reformun başında çözülmesi gereken bir sorun olmuştur.

Kutu 1: Yeni Zelanda'da Elektrik Reformunun Sorunları

Yeni Zelanda'nın elektrik enerjisinin yaklaşık yüzde 65'i hidroelektrik santrallerden sağlanmakta, geri kalanı ise jeotermal, gaz ve kömür santrallerinden elde edilmektedir. Hidroelektrik santrallerin çoğu Güney Adası'nda bulunmaktadır. Talebin çoğunluğu ise Kuzey Adası'nda bulunur. Yağışın normal olduğu yıllarda güneydeki santrallerden üretilen ucuz enerji kuzeye ihraç edilir. Kurak geçen yıllarda güneydeki hidroelektrik santralleri besleyen göller 2 ayda boşalma tehlikesi ile karşı karşıyadır. Kurak yıllarda kuzeydeki termik santraller devreye girer ve açığı kaparlar.

Ülkede elektrik piyasası 1997'de açılmıştır. Bir çok başka ülke örneğinin aksine, Yeni Zelanda'da elektrik sektörünü denetleyen bir düzenleyici kuruluş oluşturulmamıştır. 2001 yılının Temmuz-Eylül aylarında, göl seviyelerinin düşük olması ve talebin sıra dışı bir biçimde artmasından dolayı elektrik kıtlığı yaşanmıştır. Spot piyasada elektrik fiyatları bir kaç ay çok yüksek olmuştur. Enerji Bakanlığı 10 hafta için enerji tüketiminin yüzde 10 azalmasına yönelik bir enerji tasarrufu kampanyası başlatmıştır. Kıtlık dönemi, elektrik kesintisine başvurulmadan zor da olsa atlatılmıştır.

Daha sonra, 2003 yılının ilk yarısında Yeni Zelanda yeniden aşırı kurak bir döneme girmiş ve spot piyasada elektrik fiyatları normal düzeylerinin 5-10 katına çıkmıştır (Leyland, 2003). Bir kez daha Enerji Bakanlığı kış dönemi enerji açığını

kapatmak için bir kampanya başlatmıştır (New Zealand Ministry of Economic Development, 2005). Leyland'a göre iki yıl içinde iki elektrik krizinin ortaya çıkması, kamuoyunun elektrik reformuna olan güvenini zedelemiştir.

2003 Mayıs'ında Yeni Zelanda hükümeti elektrik sektörünün yönetiminden sorumlu olacak bir Elektrik Komisyonu'nun kurulacağını açıkladı. Komisyonun amaçlarından biri kuraklığın yüksek olduğu yıllarda tasarruf kampanyalarına gerek kalmadan elektrik talebinin karşılanmasını sağlamaktır. Bunun için üreticilerle kuraklık dönemleri için yedek kapasite ve yakıt anlaşması yapacaktı. Temmuz 2003'te ise hükümet arz güvenliğinin sağlanabilmesi için 2004 kışından önce 155 MW'lık bir santralin kurulacağını açıkladı. Mart 2004'te elektrik piyasasının işletim görevi Elektrik Komisyonu'na devredildi.

Yeni Zelanda'da deneyimin nedenleri hakkında çeşitli yorumlar yapıldı. Bazı gözlemciler, aslında piyasa mekanizmasının görevini yerine getirdiğini, spot fiyatlarındaki artışın enerji açığını yansıttığını söyledi.

2001 kışından sonra yayınlanan resmi bir raporda yapılan önerilerden bir tanesi piyasa mekanizmasına fazla müdahale etmemek ve piyasanın kendi kendini düzeltmesi için fırsat tanımaktır. Buna göre 2001 öncesinin görece yağışlı dönemi sonucunda katılımcılar kendilerini kuraklık riskine karşı yeterince korumamışlardı; yaşanan kuraklık sonucu muhtemelen piyasada yeni finansal araçlar gelişecek, katılımcılar kendilerini riske karşı koruyacak çeşitli mekanizmalar oluşturacaktı (New Zealand Minister of Energy 2001). Wolak'a (2005b) göre 2001'de yeterince önlem alınmaması (yani bir anlamda piyasalara fazla güvenilmesi) 2003 yılında çok benzer bir durumun ortaya çıkmasına neden oldu.

Başka gözlemciler göre Yeni Zelanda'da kurulmuş olan sistem, yeni üretim kapasitesinin yaratılması için yeterli sinyalleri vermiyordu. Ayrıca piyasalara fazla güvenilmiş, özellikle kurak zamanlarda ortaya çıkabilecek arz güvenliği sorunlarına hazırlıklı olmak için gerekli gözetim ve ön araştırmalar yapılmamıştı (Leyland, 2003). Bazı piyasa katılımcılarına göre fiyat artışlarının esas nedeni piyasadaki rekabet eksikliği idi (aktaran Wolak 2005b). Wolak (2005b) ise özellikle piyasaların yönetim biçimine ve gözetim eksikliğine dikkat çekmektedir. Düzenleyici bir otorite yoktu, toptan elektrik piyasası temelde kendi kendini yönetiyordu ve sektörün çıkarlarına karşı tavır almakta zorlanıyordu. Wolak'a göre 2003 reformlarının en önemli sonuçlarından bir yeni kurulan Elektrik Komisyonu'na piyasa gözetim işlev ve yetkisinin verilmiş olmasıydı.

2.4 Yeniden yapılanmada model arayışları

Elektrik sektöründe serbestleşme ve piyasa mekanizmasının işlerlik kazanması “kendi başına” gerçekleşebilecek bir olay değildir; piyasanın bazı temel unsurlarının ve yasal çerçevenin oluşturulması gerekir. Bu ise bir çok soruya daha sürecin başında zımni veya açık cevaplar vermeyi gerektirir (bkz. Kutu 2: Elektrik Piyasasının Tasarımında Cevaplanması Gereken Sorulardan Birkaçı). Her ne kadar elektrik piyasalarının örgütlenmesi ülkeden ülkeye ciddi farklılıklar gösteriyorsa da bazı temel modellerin varlığından söz etmek mümkündür. Yeniden yapılanmanın bazı temel unsurları yukarıda sıralanmıştı. Bu bölümde bu unsurlara ilişkin bazı temel seçeneklerin neler olduğundan kısaca söz edilecektir. Amaç, uluslararası deneyim ve örnekler hakkında ayrıntılı bir döküm yapmaktan çok, tasarım sırasında ne gibi değişken ve parametrelerin ortaya çıktığı, bazı temel seçeneklerin ne olduğu, tasarım sırasında ne gibi konulara karar verilmesi gerektiği konusunda örnekler vermektir. Bu arada Türkiye’deki tasarım İngiltere deneyiminden esinlenmiş gözüktüğü için, aşağıda buradaki piyasa modelinin evrimi ve hakkında yapılan tartışmalar üzerinde bir miktar daha ayrıntılı durulacaktır.

Gerek analitik açıdan, gerek ülke örneklerine bakıldığında elektrik piyasaları birkaç değişkene göre sınıflandırılabilir veya betimlenebilir. Farklı yazarlar farklı biçimlerde sınıflandırma yapmış, bu arada aynı kelimeler farklı bağlamlarda kısmen farklı biçimlerde kullanılabilmiştir. Bu konuda kullanılacak ölçülerden biri, piyasanın kapsamı olabilir. “Brüt havuz” piyasalarda hemen tüm üreticilerin ürettikleri elektriği merkezi bir piyasaya satmaları zorunludur. “Net havuz” piyasalarda üreticiler perakendeciler veya doğrudan tüketicilerle ikili anlaşmalar yapabilir. Sistem işletmecisi bu ikili anlaşmalardan haberdar edilir, sistem işletmecisi de üretim programını ona göre yapar.⁵ Arz ile talebin gerçek zamanda dengelenmesi yine sistem işletmecisi tarafından gerçek zamanlı dengeleme piyasasında yerine getirilir.

⁵ Terminolojinin kaynağa göre değiştiğini burada yeniden hatırlatmak gerekir. Örneğin Green (2005a) net havuz ve brüt havuz deyimlerini kullanmaktadır. Başka yerlerde, (örneğin Kirschen ve Strbac, 2004) ikili anlaşmalar modeli ve havuz modeli deyimleri kullanılmaktadır.

Kutu 2: Elektrik Piyasasının Tasarımında Cevaplanması Gereken Sorulardan Birkaçı

Elektrik piyasasını tasarımı birbiriyle ilintili bir çok soruya nerdeyse baştan cevap vermeyi gerektirir. Bu sorular tasarım sırasında açık bir biçimde sorulmasa dahi, zımni olarak bir biçimde cevaplanırlar. Bu soruların başında şunlar sayılabilir:

- Toptan piyasa nasıl tasarlanmalıdır? Kapsamı ne olmalıdır? Örneğin katılım zorunlu olmalı mıdır? Toptan piyasa dışında toptan elektrik alışverişine izin verilmeli midir?
- Piyasada fiyatlandırma nasıl olmalıdır?
- Dengeleme nasıl sağlanmalıdır? Dengeleme piyasasında fiyatlandırma nasıl yapılmalıdır?
- Şirketlerin birden fazla alanda faaliyette bulunmasına ne tür sınırlar getirilmelidir?
- Mevcut elektrik varlıkları üzerinde ne düzeyde yatay ve dikey ayrıştırma gerçekleştirilmelidir?
- Perakende piyasası tümüyle serbestleşmeli midir? Evet ise bunun hızı ne olmalıdır?
- Arz güvenliğini sağlamak için ayrıca bir mekanizma kurulmalı mıdır?

Brüt havuz sisteminde elektrik alım satımı merkezleşmiş bir piyasada yapıldığından belki yeniden yapılandırma öncesi dönemi daha fazla andırdığı söylenebilir. Brüt havuz sisteminde üreticiler belirli bir zamanda belirli bir miktar enerjiyi sunmak üzere fiyat teklifi verirler. Sistem işletmecisi, bu teklifleri en yüksek fiyattan en düşük fiyata doğru sıraya koyar ve böylece fiyat teklifleri ile kümülatif miktarlar arasındaki ilişkiyi gösteren bir eğri elde edilir. İşte bu eğri piyasadaki arz eğrisini oluşturur. Öte yandan talep eğrisi de ya yine teklifler alınarak ya da tahmin edilerek oluşturulur. Talep eğrisi ile arz eğrisinin kesiştiği nokta ise piyasa fiyatını oluşturur.

Net havuz sisteminde esas olan ikili sözleşmelerdir. Bu sözleşmelerin de çeşitleri vardır. Uzun dönemli sözleşmelerin hükümleri genelde sözleşmenin tarafları tarafından belirlenir. Sözleşmelerin bir bölümü ise standartlaşmış hükümler üzerinden yapılır. Her halükarda ikili sözleşmelerde fiyatlar taraflar tarafından belirlenir. Genelde bu tür sözleşmelerin içeriği açıklanmaz.

Net havuz sisteminde her ne kadar piyasa katılımcıları elektrik ticaretini esas olarak ikili anlaşmalar ile yürütsün de, gerçek zamanda üretim ve tüketim, sözleşmelerde belirtilen miktarlardan fazla veya eksik olacaktır çünkü sözleşmeleri imzalarken gelecekteki her

ihtimali önceden tahmin etmek ve hükümleri ona göre belirlemek mümkün değildir. Dolayısıyla üretim ve tüketimin gerçek zamanda dengelenmesi, açıkların kapatılması veya fazlaların yok edilmesi gerekecektir. Bu dengeleme işlemi, genellikle sistem işletmecisi tarafından yine piyasa benzeri bir mekanizma yolu ile gerçekleştirilir. Dengeleme belirli zaman dilimleri için yapılır (bu süre örneğin Avrupa’da 15 dakika ile 1 saat arasında değişmektedir, European Commission 2005, Table 2.3). Dengelemenin olacağı zamandan belirli bir süre önce (kapıların kapandığı an, “gate closure”) o döneme ait ticaret sona erer ve piyasa katılımcıları sözleşmelerde belirlenen nihai fiziki durumlarını sistem işletmecisine bildirir. Bu süre de piyasadan piyasaya değişmektedir. Örneğin İngiltere’de 2001 yılından beri işlemekte olan piyasada bu 3.5 saat olarak belirlenmişti sonradan 1 saate indirildi. Bazı ülkelerde bu süre 1 gündür. Sistem işletmecisi kendine bildirilen miktarları kendi talep tahminleri ile birleştirip sistemin ne kadar açığı veya fazlası olduğunu tahmin eder. Katılımcılar aynı zamanda sistem işletmecisine dengeleme için satmaya veya almaya razı oldukları elektrik miktar ve fiyatlarını bildirirler. Sistem işletmecisi bunlar ışığında dengeleme fiyatlarını belirler.⁶

Dikkat edilirse burada beklenen, katılımcıların kapı kapatılmadan önce dengesizliklerini mümkün olduğu kadar gidermesidir. Nitekim kimi sistemlerde bu fiyatlar dengesizlik durumunu cezalandırıcı niteliktedir (bakınız aşağıda NETA örneği). Bu sistemlerde ikili bir fiyat yapısı vardır, yani dengeleme için yapılan alım ve satışlarda farklı fiyatlar uygulanır. Bunun amacı, katılımcıları kendi pozisyonlarını önceden dengelemeye teşvik etmektir. Bazı sistemlerde ise dengelemede pozisyonları açık olan katılımcılara da fazla olan katılımcılara da aynı fiyatlar uygulanır; yani bir anlamda sistem işletmecisi bir aracı konumundadır.

Hunt (2003) toptan elektrik piyasalarının örgütlenme biçiminin sınıflandırırken, katılımcıların ikili anlaşma yapıp yapamadıklarına değil de elektrik ticaretinin ne kadar “entegre” bir şekilde yapıldığına önem vermektedir. Hunt, piyasanın brüt veya net havuz olmasını sonuç olarak hesapların nasıl kapatılacağına ilişkin bir mesele olarak görmektedir. Onun esas ilgilendiği elektrik ticaretinin nasıl düzenlendiğidir.⁷ Entegre sistemlerde sistem işletmecisi tek bir piyasa işletir, bu piyasa hem spot (toptan) hem de dengeleme piyasası olarak çalışır. Fiyatlar bir optimizasyon programına göre belirlenir. Bu program aynı zamanda iletim kısıtlarını da dikkate alır, ve fiyatlar bu kısıtları yansıtır. Çeşitli yedek hizmetlerin de fiyatları da opsiyonlar olarak aynı program içinde belirlenir. Son olarak, program yük tevzi programını da hazırlar. İngiltere-Galler Pool piyasası, ABD’nin kuzey doğusundaki piyasalar ve Avustralya entegre sisteme örneklerdir.

6 Brüt havuz sisteminde dengeleme işlemi ile toptan piyasanın çalışması iç içe geçmiş durumdadır.

7 Hunt buna “trading arrangements” diyor.

Adem-i merkeziyetçi modelde ise elektrik enerjisi, kısıt yönetimi, yedek hizmetler ve dengeleme ayrı ürünlermiş gibi ele alınır. İngiltere’de 2001’de devreye giren NETA, Nordpool, Kaliforniya ise adem-i merkeziyetçi ticaret düzenlerine örnek teşkil eder. Dikkat edilirse bu sınıflandırmada üreticilerin merkezi piyasa dışında satış anlaşmaları yapıp yapmadıkları ikincil bir konu olarak ortaya çıkmaktadır. Örneğin Pennsylvania-New Jersey-Maryland enterkonnekte sistemi (PJM) entegre bir piyasaya sahiptir ancak üreticiler ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. Arz ve talep dengelendikten sonra her birimin toplam alım veya satışından sözleşmelerde belirlenen miktarlar çıkarılır ve eksik veya fazlalar piyasada oluşan fiyattan işlem görür, hesaplanır kapanır.

Avrupa ülkelerinin hemen hepsinde net havuz sistemi vardır (European Commission 2005, Table 2.3). Brüt havuz sistemi halen bir tek İspanya’da bulunmaktadır. İrlanda’da ise brüt havuz sistemine geçmeye yönelik bir karar alınmıştır.

2.5 Model arayışlarına İngiltere ve Galler örneği: Pool piyasasından NETA’ya

Dünyanın ikinci elektrik piyasası İngiltere-Galler’de (English and Wales Pool veya sadece Pool) kuruldu.⁸ Bu piyasa bir brüt havuz şeklinde örgütlenmişti, piyasaya katılım zorunlu idi fiziksel elektrik ticaretinin tümü bu piyasada yapıyordu. Bu piyasada şirketlerin verdikleri teklifler elektrik fiyatının yanı sıra bazı maliyetleri ve teknik parametreleri de içeren karmaşık bir yapıya sahipti. Bu modelde piyasanın talep tarafı fiyat oluşumuna doğrudan katılmıyordu, yani tüketiciler piyasaya alım teklifleri vermiyordu; sistem işletmecisi bir talep tahmini yapıyordu. Sistem işletmecisi, elindeki talep tahminine bağlı olarak, şirketlerin verdiği teklifleri bir optimizasyon algoritması içinde değerlendirip talebi karşılayacak asgari maliyetli üretim planını ortaya çıkarmaktaydı. Burada kullanılan bilgisayar programı aslında sektörün dikey bütünleşik bir kamu tekeli olduğu zamanda kullanılan algoritmanın hemen aynısıydı sadece maliyet kestirimlerinin yerini fiyatlar alıyordu. Program bir marjinal fiyat (“Sistem Marjinal Fiyatı”) buluyor, teklifleri kabul edilen tüm üretim birimleri bu fiyattan elektriklerini satıyordu (yani piyasada “tekdüze fiyatlama biçimi” (uniform pricing) vardı). Bu fiyat, teklifi kabul edilen en pahalı üretim biriminin verdiği teklife eşitti. Kapasitelerinin emre amade olduğunu belirtmiş olan üreticilere bir kapasite bedeli ödeniyordu. Sistem marjinal fiyatı ile kapasite bedelinin toplamı havuz alım fiyatını oluşturuyordu. Havuzdan elektrik satın alanlar ise alımlarını havuz satış fiyatından yapıyordu; bu da havuz alım fiyatının üzerine üreticilere yapılan bazı başka ödemelerinin eklenmesi ile bulunuyordu.

⁸ Birincisi Şili’de kurulmuştu. Şili’deki piyasa “net-havuz” şeklinde örgütlenmişti.

İngiltere’de elektrik sektörünün rekabete açılma süreci 1989’da çıkan Elektrik Kanunu ile başladı.⁹ Serbestleşme stratejisi bir taraftan ciddi bir dikey ayrıştırma içeriyordu, yani üretim ile dağıtım ve iletim birbirinden ayrıldı. Fakat, anlaşılan özelleştirme takvimi izin vermediği için, yeterince yatay ayrıştırma yapılmadı. Kamu mülkiyetindeki üretim şirketi Central Electricity Generation Board’dan iki tane bağımsız üretici yaratıldı.¹⁰ Bunların hisselerinin yüzde 60’ı 1991’de kalanı 1995’te halka satış yolu ile özelleştirildi. 1990’da aynı zamanda 12 tane bölgesel dağıtım şirketi kuruldu. İletim hatları da bölgesel dağıtım şirketlerinin ortak mülkiyetine verildi. 1995’in sonunda dağıtım şirketleri iletim şirketindeki hisselerini halka sattılar. Elektrik kanunu perakende satışta da serbestleşme öngörüyordu: İlk özelleştirme gerçekleştiğinde yıllık enerji talebi 1 MW’ı aşan 5000 kadar tüketiciye kendi tedarikçisini seçebilme hakkı verildi; geri kalan tüketiciler elektriği kendi bölgelerindeki dağıtım şirketinden almak zorundaydı. 1994’te bu sınır 100 kW’a indirildi böylece 45,000 tüketici daha serbest tüketici konumuna geldi. 1998 sonu 1999 başında talep tarafı tamamen serbestleşti.

İngiltere Galler Pool piyasası, hem bir spot piyasa hem de dengeleme piyasası işlevini görüyordu. Buna ek olarak, şirketlerin önemli bir bölümü, kendilerini havuz fiyatındaki dalgalanmalardan korumak için ileriye dönük “fark sözleşmeleri” (“contracts for differences”) adı verilen vadeli mali sözleşmeler yapıyordu. Bu sözleşmeler, fiziksel alım satım sözleşmeleri değildi; alım satımlar yine havuzdan yapılıyordu. Tedarikçi ile üretici belirli bir fiyat ve miktar üzerinden anlaşılıyor, havuz fiyatı ile sözleşme fiyatı arasındaki fark kadar birbirlerine borçlanmış oluyorlardı. Toplam üretimin nerdeyse yüzde 80-90’ını kapsayan bu sözleşmelerin birkaç önemli işlevi oldu: Bir taraftan alıcılar ile satıcılar arasında riskin daha iyi paylaşılmasını sağladı. Aynı zamanda, başta sadece iki üreticinin oluşması ile ortaya çıkan aşırı yoğunlaşma ve rekabet sorununun olumsuz etkilerini azalttı. Bir üreticinin üretiminin ne kadarı sözleşme kapsamında olursa, o üreticinin kârı havuz fiyatından o kadar az etkilenir. Dolayısıyla, mali sözleşmelerin üretimin önemli bir bölümünü kapsamış olması, üreticilerin havuz fiyatını etkileyip yüksek tutma dürtülerini en azından havuzun ilk yıllarında dizginledi. Aşırı yoğunlaşmaya karşı bulunan bir başka çözüm de piyasaya yeni üreticilerin girişini özendirilmektir. Bunun için dağıtım şirketlerinin yeni üreticilerle uzun dönemli sözleşmeler yapmasına izin verildi.

Kapasite ödemeleri İngiltere-Galler havuzunun önemli bir özelliği idi. Üretime hazır olan üretim birimleri, ekonomik sıralamaya (“merit order”) girseler de girmeseler de kapasite ödemesi alıyordu. Kapasite ödemesi elektrik kesintisi olasılığı ile elektrik

⁹ İngiltere deneyimi hakkında oldukça geniş bir literatür vardır. Örnek olarak Armstrong, Cowan ve Vickers (1994), Newbery (2004), Green (2005b) ve Helm’e (2003) bakılabilir.

¹⁰ Nükleer santrallerin satılmayacağına karar verildi ve 1996’ya kadar kamu mülkiyetinde kaldılar.

kısıntısının maliyetinin çarpımına eşitti.¹¹ Daha sonra kapasite ödemeleri İngiltere-Galler havuzunun en fazla eleştirilen unsurlarından biri oldu. Bir çok gözlemci, üreticilerin kapasitelerini sistemden çekerek kapasite ödeme miktarını yükseltip aşırı kârlar elde edebildiğini yazdı.

1990'ların ikinci yarısında İngiltere-Galler gerek hükümet, gerek düzenleyici kuruluş Offer, havuz sisteminin yerini alacak başka bir sistem arayışı içine girdi. Havuz sistemi birkaç açıdan eleştiriliyordu. Bu eleştirilerin başlıcaları şunlardı (Newbery 1998, 2004; Green 2005b)

- 1) Talep tarafı piyasa mekanizmasına katılamıyordu.
- 2) Bir bilgisayar programına dayalı fiyat oluşturma mekanizması fazla karmaşıktı ve piyasa oyuncularının fiyatları manipüle etmesine olanak tanıyordu.
- 3) Benzer şekilde, kapasite mekanizması da üreticilerin kapasitelerini sistemden çekip, bu şekilde elektrik kesintisi olasılığı ve dolayısıyla ödeme miktarını yükseltip aşırı kârlar elde etmesine olanak tanıyordu.
- 4) Tekdüze fiyatlama biçimi etkin değildi. Üreticiler havuza düşük fiyat önerip ekonomik sıralama içinde kalmayı garanti edebiliyor, buna rağmen üretim karşılığında sistem marjinal fiyatını (daha doğrusu havuz alım fiyatını) elde edebiliyordu
- 5) Havuz sisteminin kurallarını değiştirmek hemen hemen imkânsızdı. Havuz sisteminin kuralları katılımcıların arasında yapılmış bir sözleşme niteliğindedi. Dolayısıyla kuralları değiştirmek için tüm katılımcıların onayının olması gerekiyordu. Halbuki katılımcılar kendilerine zarar verecek değişiklikleri yapmak istemiyorlardı.

Sonunda 2001 yılında Pool kapandı ve yerini Yeni Elektrik Ticaret Düzeni (New Electricity Trading Arrangements, NETA) almıştır. Yeni düzende elektrik ticaretinin temelini çeşitli vadelerde ikili anlaşmalar oluşturmaktadır. Buna ek olarak, sistem işletmecisi gerçek zamanda bir dengeleme piyasası işleterek arz ile talebin gerçek zamanda eşitlenmesini sağlıyordu. NETA'nın bazı önemli özellikleri şunlardı:

- Pool'da üretim programlaması ve yük tevzi merkezi bir biçimde yapılırken, NETA'da her birim kendi tevzinden sorumludur
- Pool hem bir toptan piyasa hem de dengeleme piyasası gibi çalışıyordu. NETA'da dengeleme esas olarak her birimin kendi kendini dengelemesi bekleniyordu. Dengeleme piyasasında fiyatlama mekanizması gerçek üretim ve tüketimleri sözleşmelerden sapan katılımcıları cezalandırıyordu.

¹¹ Elektrik kısıntısının maliyeti, karşılanamayan elektrik yükünün değeri (bu başta £2,500 olarak sabitlenmişti) ile bunu üretmenin marjinal maliyeti (sistem marjinal fiyatı) arasındaki fark olarak hesaplanmıştı.

- Pool’da tekdüze fiyatlama uygulanıyordu. NETA dengeleme mekanizmasında ise teklifi kabul edilen her birime kendi teklifi uygulanmaktadır. Yani mekanizma “teklif kadar ödeme” (pay-as-bid) veya ayrımcı fiyatlama ihalesi (discriminatory price auction) şeklinde çalışmaktadır.
- Dengeleme mekanizması iki fiyat üretmektedir. Sistem işletmecisinin dengeleme sırasında satın aldığı elektriğin ağırlıklı ortalaması, Sistem Alış Fiyatı’nı (SAF) oluşturur. Sistem işletmecisinin sattığı elektriğin ağırlıklı ortalaması ise Sistem Satış Fiyatı’nı (SSF) oluşturur.¹² Uzlaştırma sırasında pozisyonu “eksik” olan katılımcılar (örneğin gerçek üretimleri, sözleşmelerinden daha az olan üreticiler) bu eksik miktar için birim başına Sistem Alış Fiyatı’nı ödüyordu. Aynı şekilde, pozisyonu fazla olan katılımcılara da bu fazla için Sistem Satış Fiyatı ödenmektedir. SAF’nın SSF’ndan daha yüksek olması bekleniyordu. Pratikte, SAF SSF’ndan hem çok daha yüksek olduğu hem de çok daha fazla dalgalandığı ortaya çıktı. Hatta, SAF ile kısa dönem piyasalardaki fiyatlar arasındaki fark, SSF ile kısa dönem fiyatlar arasındaki farktan daha yüksek oldu.

Pool’dan NETA’ya geçiş gerek İngiltere’de gerek onu gözleyen başka ülkelerde ciddi tartışmalara neden oldu. Bir çok gözlemci (Newbery 1998, 2004; Wolfram 1999, Helm 2003, Hogan 2000) NETA’yı eleştirdi. Genelde talep tarafının fiyat belirleme sürecine katılması olumlu bir gelişme olarak görüldü, ancak bu Pool sisteminde de yapılabildi. Bu yazarlara göre Pool sisteminin esas zayıf yönü, kurumsal özelliklerinden dolayı iyileştirmelere izin vermemesi, yani yönetim biçimi idi. Pool sisteminde görülen yüksek fiyatların esas nedeni ise piyasa yapısı ve oyuncu sayısının az olmasında doğan rekabet sorunu idi. Ticaret düzenini değiştirmek bu esas soruna çözüm bulamazdı, hatta yapılan bazı değişikliklerin daha olumsuz sonuçlar doğurmuştu. Bu eleştiriler aşağıdaki gibi özetlenebilir:¹³

SAF’nın SSF’den daha yüksek olması bir cezalandırma mekanizması anlamına geliyordu. Bunda amaç, katılımcıları talebi doğru bir şekilde tahmin etmeye ve dengeleme piyasasına girmeden önce kendi pozisyonlarını kapatmaya özendirme idi. Pratikte, iki fiyat arasındaki farkın yüksek olması, üreticileri piyasaya fazla ile girmeye özendirdi. Dengeleme mekanizmasında pozisyonu fazla olan firmalar, bir miktar enerjiyi genelde kısa dönem piyasalardan daha düşük olan SSF’nden elektrik satmaya mecbur olmaları anlamına geliyordu. Ancak şirketler bunu, yüksek ve daha belirsiz olan SAF’ndan elektrik satın almaya mecbur kalmaya tercih ediyorlardı. Aynı zamanda

¹² Aslında, sistem işletmecisi sadece dengeleme için değil, aynı zamanda iletim sistemindeki kısıtları için de elektrik alım ve satışı yapıyordu. Bunların maliyeti dengeleme fiyatlarına yansımamaktadır.

¹³ Green 2005b, Newbery 2004, Wolfram 1999.

portföy üretim şirketleri, üretim birimlerini devrede tutmayı tercih ediyorlardı, böylece herhangi bir üretim biriminin devre dışı kalmaya mecbur olması halinde diğer birimlerinin üretimini arttırabileceklerdi. Dolayısıyla hem dengeleme mekanizması şirketleri kendi pozisyonlarını dengelemeye özendirmedi, hem de sistemin verimliliğini düşürdü (Green 2005b, Newbery 2004). Aynı nedenlerden dolayı, NETA'nın dikey bütünleşmeyi özendirdiği de söylenmiştir.

NETA'ya getirilen bir başka eleştiri, küçük şirketlerin piyasada varlık göstermesini zorlaştırdığı şeklindedir. Buna göre NETA'da ticaret becerileri daha yüksek olan firmalar piyasada daha etkin olacaklardır. Birden fazla üretim birimine sahip olan şirketler de sadece bir üretim birimine sahip şirketlere göre daha avantajlı bir konumda olacaklardır. Bu öngörünün NETA'da seçilen fiyatlandırma mekanizması ile de yakın ilişkisi vardır. Ayrımcı fiyatlandırmada, teklif veren her bir katılımcı, piyasada oluşacak fiyatı tahmin etmeye çalışır çünkü kendi teklifi o fiyata ne kadar yakın (fakat biraz altında) olursa, satıştan elde edeceği kâr da o kadar yüksek olur.¹⁴ Halbuki tekdüze fiyatlandırmada katılımcıların böyle bir özendirimi yoktur. Özellikle küçük üreticiler, eğer üretim birimlerinin maliyeti düşükse, marjinal maliyete yakın teklifler verip ekonomik sıralama içinde kalmayı garantileyebilirler. Düşük teklif vermenin bir maliyeti yoktur çünkü nasıl olsa kendilerine ödeme piyasada oluşan marjinal fiyatlar üzerinden yapılacaktır. Denge fiyatını tahmin etmeye çalışmak zor bir iş olduğundan, tekdüze fiyatlama küçük üreticilerin piyasada varlık sürdürmesine daha uygun bir ortam sağlar.

Ayrımcı fiyatlamamanın bir başka sorunu, üretimde etkinliği sağlama konusunda tekdüze fiyatlamaya göre daha başarısız olma ihtimalidir (Cramton, 2003). Yukarıda değinildiği gibi bu fiyatlama mekanizmasında her üreticinin hedefi maliyetine göre teklif vermek değil, denge fiyatını tahmin edip onun biraz altında teklif vermeye çalışmaktır. Bu tahminlerin bir bölümü kaçınılmaz olarak hatalı çıkacak, verilen tekliflerin bir bölümü kaçınılmaz olarak denge fiyatının üstünde olacaktır. Teklifler maliyete göre verilmediğinden hatalı tahminlerin bir bölümü daha ucuz üretim birimlerine ait olabilir. Dolayısıyla düşük maliyetli birimler yerine daha yüksek maliyetli birimler devrede kalabilir, dolayısıyla yük tevzi maliyet etkinliğini sağlamaktan uzaklaşabilir.

NETA'dan sonra toptan elektrik fiyatlarında ciddi bir düşüş gözlemlendi. Bunun nedeni de ciddi bir tartışma konusu oldu. Kimi gözlemciler, ve kuşkusuz bu arada Ofgem, bu düşüşün NETA'nın eseri olduğunu savunurken, kimileri de fiyatlardaki azalmanın arkasında 1990'larda gerçekleşen yatay ayrıştırmanın (büyük elektrik şirketlerinin bir miktar kapasite satarak piyasadaki paylarını azaltmaya zorlanmaları) yattığını savundu-

¹⁴ Bu yüzden "teklif kadar ödeme" ihalelerine "denge fiyatını tahmin etme ihalesi" adı da takılmıştır. Cramton (2003). Bu konuda ayrıca bkz. Wolfram (1999)

lar. Gerçekten fiyatlardaki düşüşler NETA'nın devreye girmesinden önce başlamıştı. Green ve Evans (2005) yaptıkları simülasyon çalışmasında, fiyatlardaki düşüşün esas olarak yoğunlaşmadaki azalmadan kaynaklandığı sonucunu elde ettiler.

İngiltere'de piyasaların evrimi, bunlar hakkında yapılan tartışmalardan Türkiye için birkaç sonuç çıkarmak mümkündür. Aşağıda görüleceği gibi Türkiye'de piyasa örgütlenme tarzı olarak temelde bir "net-havuz" sistemi seçilmiştir. İkili anlaşmalar, Türkiye'de önemli bir rol oynayacaktır. Ayrıca Hunt'ın sınıflaması temel alınacak olursa, seçilen sistem adem-i merkeziyetçi bir sistemdir; bir dengeleme mekanizması öngörülmektedir orada da sadece dengeleme fiyatı oluşacaktır. Şu anda sanal olarak çalışan dengeleme mekanizması devreye girdiğinde, tekdüze bir fiyat uygulanacaktır; dolayısıyla bu açıdan Türkiye'de öngörülen sistem, NETA'dan ayrılmaktadır. En azından şimdilik Türkiye'deki tasarımda NETA'ya yönlendirilen önemli bir eleştirinin dikkate alınmış olduğu söylenebilir. Türkiye'deki tasarım dördüncü ve beşinci bölümlerde ayrıntılı bir biçimde ele alınacaktır.

3 Türkiye'de elektrik sektörüne kısa bir bakış

Bu bölümde Türkiye'de elektrik sektöründe kurulu güç ve üretimin evrimi, önümüzdeki dönem hakkında yapılan yatırım gereksinim projeksiyonları gözden geçirilecektir. Daha sonra EPK çıkıncaya kadar özel sektörün katılımını sağlamak üzere yapılan yasal düzenlemeler özetlenecektir.

3.1 Kurulu güç ve üretim

Türkiye'de kurulu gücün gelişimi Tablo 1'de gösterilmektedir. Burada göze çarpan en önemli unsur yıllar içinde ve özellikle 1990'ların sonundan itibaren doğal gazla dayalı santrallerin payındaki artıştır. Bunda kuşkusuz bu yıllarda devreye giren özel sektör santrallerinin önemli bir payı olmuştur.

Nitekim bir başka önemli gelişme, toplam kurulu güç içinde özel kesimin payının ciddi bir biçimde artmış olmasıdır. Tablo 2'de görüldüğü gibi, bu da özellikle 1990'ların sonundan itibaren gerçekleşmiştir.

2004 itibarıyla Türkiye'de toplam kapasite yaklaşık 36.8 bir MW kadardır. Bunun yaklaşık yüzde 34'ü hidroelektrik santrallerden oluşmaktadır, yüzde 66'sı ise termik santrallerden (yüzde 23 kömür, yüzde 35 doğal gaz ve yüzde 8 fuel oil ve motorin). Özelleştirme kapsamındaki santraller dahil olma üzere, EÜAŞ'ın toplam kurulu güç içindeki payı yaklaşık yüzde 61 kadardır.

Özel kesim santralleri arasında Yap İşlet (Yİ), Yap İşlet Devret (YİD) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) santrallerinin toplam kurulu güç içindeki oranı yaklaşık yüzde 25, otoproduktörlerin payı ise yaklaşık yüzde 12 kadardır (bkz. Ek Tablo 1).

Tablo 1: Birincil Kaynaklara göre Kurulu Güç (MW)												
	Kömür	Doğal Gaz	Sıvı + Gaz	Toplam termik	Hidrolik	Toplam	%	%	%	%	%	
												%
1990	5,206	2,210		9,536	6,764	16,318	32	14	-	58	41	100
1991	5,394	2,555		10,078	7,114	17,209	31	15	-	59	41	100
1992	5,758	2,592	34	10,320	8,379	18,716	31	14	0	55	45	100
1993	5,961	2,701	34	10,638	9,682	20,338	29	13	0	52	48	100
1994	6,171	2,824	34	10,978	9,865	20,860	30	14	0	53	47	100
1995	6,374	2,884	41	11,074	9,863	20,954	30	14	0	53	47	100
1996	6,389	3,051	47	11,297	9,935	21,249	30	14	0	53	47	100
1997	6,383	3,490	62	11,772	10,103	21,892	29	16	0	54	46	100
1998	6,549	4,047	458	13,021	10,307	23,354	28	17	2	56	44	100
1999	6,687	4,959	1,934	15,556	10,537	26,119	26	19	7	60	40	100
2000	6,989	4,905	2,140	16,053	11,175	27,264	26	18	8	59	41	100
2001	6,991	4,851	2,303	16,623	11,673	28,332	25	17	8	59	41	100
2002	6,983	7,247	2,455	19,569	12,241	31,846	22	23	8	61	38	100
2003	8,239	8,862	2,648	22,974	12,579	35,587	23	25	7	65	35	100
2004	8,296	10,131	2,667	24,145	12,645	36,824	23	28	7	66	34	100

Kaynak: TEİAŞ

Tablo 2: Kurulu gücün üretici kuruluşlara göre dağılımı (MW)

	EÜAŞ ve bağlı ortaklıklar	Özelleştirme kapsamında	Ayrıcalıklı şirketler	Oto produktör	Üretim şirketleri	Mobil santraller	İşletme hakkı devri	Toplam
1990	14,729		378	1,194	16			16,318
1991	15,317		662	1,205	26			17,209
1992	16,800		669	1,222	26			18,716
1993	18,280		693	1,330	35			20,338
1994	18,649		716	1,459	35			20,860
1995	18,858		716	1,345	35			17,670
1996	18,905		716	1,429	199			21,249
1997	19,070		716	1,777	329			21,892
1998	19,563		716	2,307	768			23,354
1999	21,119		610	2,655	1,655	79		26,119
2000	21,252		610	2,996	1,985	91	330	27,264
2001	21,063		610	3,374	2,338	297	650	28,332
2002	21,058		1,120	3,736	4,659	623	650	31,846
2003	20,113	1,680	-	4,542	7,806	796	650	35,587
2004	20,110	1,680	-	4,380	9,224	780	650	36,824

Kaynak: TEİAŞ

2004 yılında Toplam üretim miktarı 151,000 GWs kadardı. Bunda EUAŞ'ın payı yüzde 45'ti. Yİ, YİD ve İHD şirketlerinin payı ise yaklaşık yüzde 38 kadardı. Otoprodüktörlerin ile özel kesim serbest üretici niteliğindeki (yani Yİ, YİD veya İHD kapsamında olmayan) şirketlerin toplam payı ise yaklaşık yüzde 18 idi (Ek Tablo 2). Üretimin yaklaşık yüzde 41'i gazdan elde edildi. Hidroelektrik santrallerin toplam üretim içindeki payı yaklaşık yüzde 31, kömürün ise yüzde 23'tü.

Otoprodüktörlerin kapasitelerinin yaklaşık yarısı gaz (veya gaz ve kömür), yarısı da kömür (kömür ve sıvı yakıt) santralleridir (Ek Tablo 1). Hidroelektrik santrallerin toplam otoprodüktör kurulu gücü içindeki payı yüzde 2 kadardır. Otoprodüktör kurulu gücünün çoğu kojenerasyon santralleridir. Elektrik Piyasası Kanunu'na göre otoprodüktörler temelde elektriği kendi tüketimleri için üretim yapan birimler olarak tanımlar ve üretimin yüzde 20'sinin başka tüketicilere satılmasına izin verir. Bu miktar EPDK kararı ile yüzde 30'a çıkarılabilir.¹⁵ Mobil santraller de özel kesime aittir ve ise EÜAŞ ile alım anlaşmaları vardır.

3.2 Kapasite Projeksiyonları ve Yatırım Gereksinimi

1999 yılında gerçekleşen deprem ve 2000-2001 yıllarında yaşanan ekonomik kriz, ekonomik faaliyetlerde ciddi bir gerilemeye neden olmuş, Gayri Safi Milli Hasıla 1999 yılında yüzde 6, 2001 yılında ise yüzde 9.5 oranında gerilemişti. Milli gelirdeki bu gerileme, elektrik talebinde de gerilemeye yol açmış, bunun sonucunda elektrik sektöründe bir kapasite fazlası ortaya çıkmıştı. Bu bağlamda, ileride tartışılacağı gibi sözleşmeleri “al ya da öde” hükümleri içeren ve ortalama maliyeti özellikle sözleşmelerin ilk yıllarında oldukça yüksek olan Yap İşlet Devret ve Yap İşlet santrallerinin bu ortamda devreye girmesinin fazla kapasiteden dolayı sisteme ciddi bir yük getirdiği söyleniyordu.

Bugünlerde ise bu fazla kapasite durumunun ortadan kalkmaya başladığından ve yakın bir gelecekte ek kapasite ihtiyacının doğacağından endişe edilmektedir. TEİAŞ tarafından hazırlanan 2004-2014 projeksiyonları, bu konuda fikir vermektedir (TEİAŞ 2005). Rapordaki projeksiyonlar, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından hazırlanan talep projeksiyonlarına dayanılarak hesap edilmiştir. Raporda iki tane senaryo vardır. Bunlardan birincisinde 2005-2014 arasında elektrik talebi ortalama yüzde 8.4, ikincisinde ise yüzde 6.3 oranında artmaktadır.

Tablo 3'te 1. senaryodaki talep gelişimi verili iken, mevcut kapasite, inşa halinde olan kapasite ve EPDK'dan lisansı alınmış olan üretim birimlerinin devreye girmesinden

¹⁵ EPDK'nın 61 numaralı kararı ile (15.10.2002) bu oran %25 olarak belirlenmiştir.

sonra, talebin güvenilir bir biçimde karşılanması için gerekli olan ilave kapasite gösterilmektedir. Buna göre, 2014 yılına kadar toplam 21,000 MW'ın üstünde yeni kapasitenin inşası gerekmektedir. İlave kapasite 2007 yılından itibaren gerekli olmaya başlayacaktır; 2009 için gerekli olan ilave kapasite 1000 MW'ın üzerinde, 2010 yılında ise 4000MW'a yaklaşmaktadır. Daha sonra ilave kapasite gereksinimi hızla artmaya devam etmektedir. Elektrik sektöründe yatırımların ancak orta ve uzun vadede sonuçlanabileceği (örneğin doğalgaz santralleri için en az 3 yıl, diğerleri için daha uzun bir süre) düşünülürse, bu veriler, sektörün ciddi bir yatırım ihtiyacı içinde olduğu şeklinde yorumlanmaktadır.

Tablo 3: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Kapasite (Senaryo I, MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588
İNŞAATI DEVAM EDENLER	1807	2450	3520	3854	3854	3854	3854	3854	3854	3854
LİSANS ALMIŞ	1948	2722	3163	3163	3517	3531	3531	3531	3531	3531
İLAVE KAPASİTE	0	0	125	250	1075	3843	7689	12012	16450	21213

Kaynak: TEİAŞ (2005), Tablo 17.1

Tablo 4'te ise kurulu güç yedeklerini göstermektedir. Mevcut santrallere inşa halinde olan ve EPDK'dan lisansı alınmış santraller eklendiğinde ortaya çıkan kurulu güç miktarı, 2011 yılında puant talebi karşılayamaz duruma gelecektir. Tablo 3'te gösterilen ilave kapasitenin inşası halinde ise yüzde 25 oranında yedek kapasite sağlanabilecektir.

Kuşkusuz 2. senaryo kullanıldığında ilave kapasite gereksinimi düşmektedir. Talebin 2. Senaryodaki gibi gelişmesi halinde mevcut, inşa halinde ve lisansı alınmış kapasite, puant talebi 2014'te karşılayamaz hale gelmektedir. İlave kapasite gereksinimi 2014'te 10,600 MW kadar olmaktadır (TEİAŞ, 2005, Tablo 23.1 ve 23.3).

Tablo 4: Güç Yedeği (Senaryo 1, MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	12588	9318	7028	4513	1773	-1197	-4377	-7822	-11442	-15317
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	14395	11768	10548	8367	5627	2657	-523	-3968	-7588	-11463
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	16343	14488	13710	11529	9143	6187	3007	-438	-4058	-7933
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	16343	14488	13835	11779	10218	10030	10696	11574	12392	13281
(%)										
MEVCUT	50.4	33.0	23.0	13.6	5.0	-3.1	-10.4	-17.2	-23.3	-29.0
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	57.6	41.6	34.5	25.3	15.7	6.8	-1.2	-8.7	-15.5	-21.7
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	65.4	51.2	44.9	34.9	25.5	16.0	7.2	-1.0	-8.3	-15.0
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	65.4	51.2	45.3	35.6	28.5	25.9	25.5	25.5	25.3	25.1

Kaynak: TEİAŞ (2005) Tablo 17.3

Yakın gelecekte ortaya çıkabilecek bir kapasite eksikliği sorunu (dolayısıyla yatırım ihtiyacı) bugünlerde sektörde yoğun bir biçimde tartışılmaktadır. Elektrik sektöründe yürürlükte olan reform sürecinin henüz bir yatırım hareketliliğine yol açmadığı ortaya çıkmaktadır. Önümüzdeki kısa dönemde ETKB'nın bu konuda bazı adımlar atması sürpriz olmayacaktır. Burada önemli olan, bu adımların reform sürecini geciktirmemesi ve EPK'da öngörülen çerçeveye ters düşmemesidir.

3.3 Özel kesimin katılımını sağlama çabaları: Yap İşlet devret, Yap İşlet ve İşletme Hakkı Devri modelleri¹⁶

Hükümetlerin özel kesimi elektrik yatırımlarına katma çabaları 1980'lerde başlamıştır. Bu çabaların ardında iki önemli neden olmuştur. Bunlardan birincisi, dönemin hükümetlerinin zaten özel kesimin ekonomik faaliyetlerdeki rolünün artmasına yönelik tercihleriydi. İkinci önemli neden ise, elektrik talebinin hızlı bir şekilde artacağı, buna karşılık kamu maliyesi üzerindeki kısıtlar yüzünden bu talebi karşılayacak yatırımların kamu kaynakları ile yapılamayacağına ilişkin öngörü idi.

¹⁶ Bu konuda ayrıntılı bilgi için Kulalı (1997), Atiyas ve Dutz (2005) ve Güney (2006).

Özel kesimin elektrik sektöründe faaliyet göstermesinin önünde önemli anayasal engeller olduğuna inanılıyordu. Mevcut anayasal yoruma göre, elektrik bir kamu hizmetidir ve kamu kesimi tarafından sunulması gerekmektedir. Özel kesimin bu hizmete katılımı ise ancak imtiyaz sözleşmeleri yolu ile olabilmektedir. 1980'ler ve 1990'larda hükümetler özel kesimin katılımına uygun bir yasal ve anayasal çerçeve geliştirmek yerine, kolay ve kısa olduğuna inanılan bir yol seçerek, anayasal çerçeveye aykırı düşmeden özel kesimin katılımına izin verecek sözleşme biçimleri geliştirmeye çalışmışlardır.

Özel kesimin katılımını sağlamaya yönelik ilk yasa 1984 yılında çıkarılan 3096 sayılı yasadır.¹⁷ Bu yasada özel sermaye şirketleri için Yap İşlet Devret (YİD)¹⁸ ve İşletme Hakkı Devri (İHD) modelleri öngörüldü. YİD modelinde sermaye şirketi tesisleri, kurar, sözleşme süresince işletir; sürenin bitiminde tesisler ile taşınır ve taşınmaz mallar devlete bedelsiz olarak geçer. İHD modelinde ise şirket belirli bir süre için devlete ait olan bir tesisi işletir. 1994 yılında çıkarılan 3996 numaralı yasa (ve bunu uygulayan 1994/5907 numaralı Bakanlar Kurulu kararı) ile YİD projelerine Hazine garantisi verilebilmesinin önü açılmıştır.¹⁹ 1997 yılında ise 4283 numaralı kanun ile termik santrallerde geçerli olmak üzere Yap İşlet modeli düzenlenmiştir. Bu modelde de hazine garantileri olacaktı ve sözleşme süresinin bitiminde tesisler sermaye şirketinin mülkiyetinde kalacaktı.

Tipik bir YİD, Yİ veya İHD sözleşmesi, sözleşme süresi boyunca (genellikle 15-30 yıl) “al ya da öde” hükümleri içerir. Bu hükümler sözleşme süresi boyunca satılacak enerji miktarlarını ve satış fiyatlarını (veya fiyat formüllerini) belirler. Sözleşmeler satış fiyat ve miktarlarını önceden belirlediğinden bu tür sözleşmelere tabi şirketler piyasada rekabete katılmazlar. Buna karşılık, sözleşmelerin ihale yolu ile verilmesi (ve ihaleye yeterince şirketin katılması) halinde piyasa için rekabetin gerçekleşmesi beklenebilir. Ne yazık ki söz konusu YİD sözleşmeleri ihale yolu ile satılmamıştır. Etkinlik açısından bakıldığında, bu sözleşmelerde fiyatlar önceden belirlendiğinden, maliyetlerdeki herhangi bir iyileşme, doğrudan kâr olarak şirkette kalacaktır dolayısıyla sözleşme sahibi şirketlerin “sabit fiyat” düzenlemesine tabi olduğu söylenebilir (bakınız ileride Bölüm 7.1). Yani, bu tür sözleşmeler maliyet etkinliğini özendirir. Buna karşılık verimlilikte sözleşmelerin hayata geçmesinden sonra meydana gelen artışlar tüketicilere yansımaz. Buna karşılık, bazı ihale yöntemleri ile bu verimlilik artışlarının da önemli bir bölümünün ihale aşamasındaki rekabet sayesinde tüketicilere aktarılması

17 TEK Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun, 19 Aralık 1984.

18 Yasada YİD terimi açık bir biçimde kullanılmadı ancak önerilen model, YİD diye bilinen model ile aynıydı.

19 “Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap İşlet Devret Modeli Çerçevesinde Yapılması Hakkında Kanun”. Bu kanun aynı zamanda YİD modelini köprü, tünel, baraj, haberleşme gibi alanları YİD kapsamına aldı. Başta kanun kapsamında olan elektrik sektörü 4047 numaralı (1994) kanunla kapsam dışı bırakılmış, 4493 numaralı kanunla (1999) yeniden kapsama alınmıştır.

sağlanabilirdi.²⁰ Türkiye’de bazı ihalelerde kullanılan yöntemler potansiyel verimlilik artışlarından tüketicilerin faydalanmasını sağlayacak özellikler içeriyordu.

YİD modelinin hayata geçirilmesinde bir çok sorunla karşılaşmıştır. İlk önceleri temel sorun anayasa yorumu ile ilgili idi. 3996 numaralı kanun YİD sözleşmelerinin özel hukuk hükümlerine tabi olacağını öngörmüştü (md. 5). Bu madde Anayasa Mahkemesi tarafından YİD sözleşmelerinin imtiyaz sözleşmesi olması gerektiği ve bu yüzden kamu hukuku hükümlerine tabi olması gerektiği gerekçesi ile iptal edildi. Bu durumda , YİD sözleşmelerinin tamamlanabilmesi için bir çok kamu kuruluşunun (ETKB, Yüksek Planlama Kurulu, hazine Müsteşarlığı, Devlet planlama Teşkilatı) onayının alınması gerekiyordu. Ayrıca, bu tür sözleşmeler Danıştay denetimine tabii idi. Tüm bunlar, sözleşmelerin tamamlanmasının uzun bir zaman alması anlamına geliyordu. Ayrıca Danıştay, sözleşmelerden kaynaklanan ihtilafların uluslar arası tahkime götürülmesine ilişkin sözleşme hükümlerini de bu tür ihtilaflarda münhasır yetkisi olduğu gerekçesi ile iptal etmiştir (Yıldırım-Öztürk v.d. 2004).

1999 yılında kabul edilen 4446 numaralı kanun ile Anayasa’da değişiklikler yapılarak kamu mülkiyetinde olan varlıkların özelleştirilebileceği, ve sözleşmelerin kanun ile özel hukuk hükümlerine tabi olabileceği hükme bağlandı. Ayrıca Danıştay’ın sözleşmelerdeki işlevi ise 2 ay içinde görüş bildirme olarak değiştirildi. Böylelikle YİD sözleşmelerinin tamamlanmasındaki yasal zorluklar giderilmişken bu sefer de Hazine Müsteşarlığı, yaratacağı koşullu yükümlülükler yüzünden sözleşmelerin hazine garantisi içermesine karşı çıkmaya başladı. Bu yüzden YİD ve Yİ modelleri sınırlı bir biçimde uygulandı (bakınız bölüm 6.5). EPK’nun kabul edilmesiyle birlikte bu modeller terk edildi.

4 Türkiye’de Reform: Elektrik Piyasası Kanunu’nda öngörülen yapı

EPK’nda öngörülen piyasa yapısının temelinde alıcılar ile satıcılar arasında serbestçe imzalanacak olan ikili anlaşmalar yatmaktadır. 2. Bölüm’deki tartışmanın ışığında, Türkiye’de seçilen modelin “brüt havuz” değil de “net havuz” modeline (veya İngiltere’deki Pool sistemine değilde NETA sistemine) yakın olduğu söylenebilir. Bu ikili anlaşmalar piyasası, gerçek zamanda arz ile talep arasındaki farkın giderildiği bir dengeleme piyasası taraflar arası mali akımları sonuçlandıran bir mali uzlaştırma mekanizması ile desteklenecektir. İkili anlaşmalar, tüm koşulları ve süresi taraflar arasında serbest olarak belirlenen özel hukuk hükümlerine tabi anlaşmalardır (EPDK, 2003, s. 2). Gerçek zamanda anlaşmalarda öngörülmüş olan arz ile talep miktarlarından

20 Örneğin doğalgaz ihalelerinde kullanılan “birim hizmet bedeli” modelinde ihalede rekabet hizmet bedeli üzerinden yapılmakta, önceden belirlenen süre içinde en düşük bedeli öneren ihaleyi kazanmaktadır. Bu yöntem ile, öngörülen sürede gerçekleşmesi beklenen verimlilik artışları hizmet bedeli tekliflerine yansımaktadır.

sapmalar yaşanabileceği, bu dengesizliklerin de belirli teknik parametrelerde istikrarı sağlayacak biçimde yine gerçek zamanda giderilmesi gerektiği için bir dengeleme mekanizması işletilecektir. Bu mekanizmayı, katılımcıların sunduğu yük alma ve yük atma fiyat teklifleri temelinde TEİAŞ'ta kurulu Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) yürütecektir. Piyasa katılımcılarının mali hesapları ise Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) tarafından kapatılacaktır. Gerek EPK'nunda gerek daha sonra yayınlanan Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı'nda (EPDK 2003) bir spot piyasasından söz edilmiyordu. Ancak gerçek zamanlı dengeleme piyasasının yanı sıra bir gün öncesi spot piyasasının kurulması da artık gündeme girmiştir.

EPK, elektrik piyasalarında rekabetin gelişmesi için önemli olduğu uluslararası düzeyde kabul edilen üç önemli yenilik getiriyordu. Bunlardan birincisi dikey ayrıştırma idi. Buna göre, üretim, iletim ve dağıtım varlıkları birbirlerinden ayrıştırılacaktı. Dağıtım ve üretim varlıkları ayrışmadan sonra özelleştirilecek, iletim ise devlet mülkiyetinde kalmaya devam edecekti. Ayrıca aşağıda da belirtileceği üzere, elektrik sektörünün farklı parçaları arasında bütünleşmenin önüne de bazı sınırlar öngörülmüştü. İkinci yenilik, gerek talep, gerek arz tarafında serbestleşmenin öngörülmesiydi. Arz tarafında, piyasada öngörülen çeşitli faaliyetlere katılmak isteyenler, belirli şartları yerine getirmeleri koşulu ile EPDK'ndan lisans alabilecekti. Talep tarafında ise, tüketimi belli bir sınırın üstünde olan tüketiciler tedarikçilerini serbestçe seçebileceklerdi. Üçüncü yenilik, sisteme bağlanmak isteyen katılımcıların erişim haklarının sağlanması ve düzenlemeye tabi tutulmasıdır.

EPK, mevcut durumda kamuya ait olan elektrik varlıklarını üç ayrı tüzel kişilik altında örgütledi: Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş (TEDAŞ) ve Türkiye İletim AŞ (TEİAŞ). TEİAŞ, iletim faaliyetlerinin yanı sıra, dengeleme ve uzlaştırma mekanizmalarından da sorumlu olacaktı. Bunların yanı sıra, EPK, Türkiye Elektrik Taahhüt ve Ticaret A.AŞ'nin de (TETAŞ) kurulmasını öngörüyordu. TETAŞ'ın ana hedefi, yükümlenilen anlaşmalardan ortaya çıkan maliyetlerin finanse edilmesini sağlamaktı ve bir geçiş dönemi şirketi olarak görülüyordu.

EPK, piyasada şu faaliyetleri öngörüyordu:

- Üretim: Üretim faaliyeti, EÜAŞ, üretim lisansı almış özel şirketler, otoprodüktörler ve otoprodüktör grupları tarafından yerine getirilir. Bunlardan otoprodüktörler, esas olarak kendi tüketimleri için üretim yapan şirketlerdir ve üretimlerinin en fazla yüzde yirmisini serbest piyasada satabilirler.²¹ Serbest piyasaya satışı bu miktarı

21 Daha sonra bu miktar EPDK Kurul kararı ile (Karar no: 61, 15.10.2002) bir önceki yıl toplam üretimlerinin yüzde 25'ine çıkarıldı.

aşan otoprodüktörlerin üretim lisansı almaları gerekir.

- İletim: Bu faaliyet TEİAŞ tarafından yerine getirilir
- Dağıtım: dağıtım lisansı olan dağıtım şirketleri tarafından yapılır. Dağıtım şirketleri, perakende satış lisansı olarak tüketicilere perakende satış da yapabilirler.
- Toptan satış: TETAŞ ve toptan satış lisansı alan tüzel kişiler tarafında yerine getirilir.
- Perakende satış: Perakende satış şirketleri ile perakende satış lisansı almış dağıtım şirketleri tarafında yerine getirilebilir.

EPK, ayrıca şu faaliyet sınırlamalarını getirdi:

- Hesap ayrışması: Birden fazla lisansa sahip olan aynı tüzel kişi veya aynı faaliyeti birden fazla tesiste yürüten tüzel kişiler, lisansa tabi her faaliyet veya tesis için ayrı hesap ve kayıt tutmak zorundadır.
- Üretim şirketleri dağıtım şirketleri ile iştirak ilişkisine girebilirler fakat kontrol oluşturamazlar (Md. 3.c.1)
- Üretim şirketlerinin iştirakleri ile piyasadaki payı, bir önceki yılın toplam kapasitesinin yüzde yirmisini geçemez. (Md 2.a.2)
- Dağıtım şirketleri üretim lisansı almak kaydıyla üretim tesisi kurabilir, ancak bu tesisin üretimi bölgenin bir önceki yıl toplam tüketiminin yüzde yirmisini geçemez. Ayrıca, dağıtım şirketi, sahibi olduğu veya iştirak ilişkisi bulunduğu üretim şirketinden bölgelerinde bir önceki yılda dağıtımını yaptıkları yıllık toplam miktarın yüzde yirmisinden fazla elektrik enerjisi satın alamaz (Md. 3.c.3).
- Özel toptan satış şirketlerinin piyasa payı yüzde onu geçemez (Md. 2.c.2).

Talep tarafında serbestleşmenin aracı serbest tüketici limitleri idi. Serbest tüketiciler, EPDK tarafından belirlenen elektrik enerjisi miktarından daha fazla tüketimde bulunması veya iletim sistemine doğrudan bağlı olması nedeniyle tedarikçisini seçme özgürlüğüne sahip olan tüketici olarak tanımlandı. Bunlar üretim şirketleri, toptan veya perakende satış şirketleri ile ikili anlaşmalar yapabileceklerdi. EPK'nun geçici 7. maddesinde serbest tüketici sınırı 9 milyon kws olarak belirlendi. Bu sınırı her yıl yenileme yetkisi EPDK'na verildi. Serbest tüketicilerin 3 Mart 2003'ten itibaren tedarikçilerini seçebilmeleri öngörüldü.

Yükümlenilen anlaşmalardan doğan maliyetler için bulunan çözüm, bunların daha ucuz enerji kaynakları ile karşılanması idi. Bu görevi TETAŞ üstlendi. TETAŞ bu anlaşmaları EÜAŞ ve TEDAŞ'dan devraldı. Ayrıca EÜAŞ'ın ucuz hidroelektrik santrallerinin üretimine bir süre için el koyacaktı. EPK Geçici Madde 6'ya göre EÜAŞ bir süre için tüm üretimini TETAŞ'a satacaktı. Bu süre EPDK tarafından belirlenecekti ancak "hazırlık dönemi"nin sona ermesinden sonra beş yılı geçmeyecekti. Hazırlık dönemi ise geçici 3. maddede kanunun yayımlanmasının ardından geçen 18 ay olarak belirlenmişti. Bu süre bakanlar kurulu kararı ile 6 ay daha uzatılabilecekti. Dolayısıyla, Kanun Mart 2001'de kabul edildiğine göre, TETAŞ'ın EÜAŞ'a göre tek alıcı olma durumu en fazla Mart 2008'e kadar devam edecekti.

5 EPK sonrası gelişmeler, Strateji Belgesi ve yapıda öngörülen değişiklikler

Elektrik sektörünün yeniden yapılandırılması sürecinde bir başka önemli aşama, Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi (kısaca Strateji Belgesi veya SB) başlıklı Yüksek Planlama Kurulu Kararı'nın yayınlanması oldu.²² SB, EPK'nun hayata geçirilmesi için atılacak adımları sıralıyordu. SB aynı zamanda, EPK'nun öngördüğü piyasa yapısında bazı önemli değişiklikler de içermektedir. SB yasal olarak bağlayıcı değildi, dolayısıyla SB'nde öngörülenlerin yapılabilmesi için EPK'nda bazı değişikliklerin de yapılması gerekiyordu. Bu bölümde, SB'nin öngördüğü yeniden yapılandırma süreci özetlenecek, aynı zamanda EPK'nda çizilen piyasa yapısından, gerek SB gerek başka kanunlar yolu ile öngörülen değişiklikler özetlenecektir. Bu değişikliklere ilişkin ayrıntılı yorum ve tartışma ise 6. ve 7.bölümlerde yapılacaktır.

5.1 Dağıtım ve üretim varlıklarının özelleştirilme stratejisi

SB'ne göre özelleştirme süreci önce dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi ile başlayacaktır. Bunun nedeni, "serbestleşmiş bir piyasada perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinin üretim faaliyeti gösteren veya gösterecek yatırımcılara güven verecek bir yapıda olması" gerektiği şeklinde ifade edilmiştir (s. 2).

Bu arada üretim varlıkları portföy şirketleri halinde örgütlenecektir. Portföy üretim şirketlerinin belirlenmesinde piyasada hakim güç oluşturulmaması ve şirketlerin mali açıdan güçlü olmaları ilkeleri temel alınacaktır.

SB, bazı hidroelektrik santrallerin portföy şirketlerine katılmamalarını, bunların üretimlerini TETAŞ'a satmaya devam etmelerini öngörmüştür. Bu düzenlemenin, "Beklenen piyasa fiyatını yansıtan bir TETAŞ ortalama satış fiyatı oluşmasının

²² Resmi Gazete, 17.03.2004.

sağlanması gerekli görüldüğü sürece” devam etmesi kararlanmıştır. Buradaki “beklenen piyasa fiyatı” terimi tanımlanmamış olmakla birlikte, herhalde makul veya rekabet ortamında oluşabilecek bir fiyat olarak yorumlanması gerekir. Yani, hidroelektrik santraller, gerekli görüldüğü sürece, yükümlenilmiş anlaşmalardan doğan maliyetleri karşılamakta kullanılacaktır.

Üretim varlıklarının özelleştirilmesi TEİAŞ tarafından oluşturulacak Piyasa Yönetim Sisteminin faaliyete geçmesinden ve dağıtım özelleştirmelerinin “büyük ölçüde gerçekleştirilmesinden” sonra başlayacaktır.

SB, bazı geçiş dönemi sözleşmelerinin imzalanmasını öngörmüştür. Bu anlaşmalar:

- TETAŞ’ın EÜAŞ hidroelektrik santrallerinden ve mevcut sözleşmelerden alımları: Yukarıda belirtildiği gibi, bu sözleşmelerin temel amacı, beklenen piyasa fiyatını yansıtan bir TETAŞ ortalama fiyatının oluşmasını sağlamaktır.
- TETAŞ’ın dağıtım şirketleri ile imzalayacağı satış sözleşmeleri: TETAŞ’ın, mevcut sözleşmeler kapsamındaki tesisler ile EÜAŞ’tan aldığı enerji, bu sözleşmeler yolu ile dağıtım şirketleri arasında paylaşılacaktır.
- Portföy üretim şirketleri ile dağıtım şirketleri arasındaki satış sözleşmeleri: Bu sözleşmeler dağıtım şirketleri özelleştirilmeden önce imzalanacaktır. Sözleşmeler, üretim şirketlerine tahmin edilebilir bir gelir sağlamak için, özelleştirmelerden sonra da bir süre geçerli olacaktır (s.6). “Başlangıç olarak, geçiş dönemi sözleşmeleri ile bağtlanan miktar, ilgili dağıtım bölgesindeki serbest olmayan tüketicilerin toplam elektrik enerjisi talebinin % 85’ini kapsayacaktır. Geçiş dönemi sözleşmeleri, düzenlenmiş fiyatlar üzerinden yapılacak ve TETAŞ sözleşmeleri hariç en fazla 5 yıllık dönemi kapsayacaktır. Bu sözleşmeler sürelerinin bitiminde, yerlerini piyasa fiyatlarını esas alan ikili anlaşmalara bırakacak ve böylece serbest piyasaya yumuşak bir geçiş sağlanacaktır.” (s. 5).

Piyananın şekillenmesi açısından en önemli geçiş sözleşmelerinin portföy şirketleri ile dağıtım şirketleri arasında imzalanacak sözleşmeler olacağını düşünmek gerekir. SB’ye göre bu sözleşmeler düzenlenmiş fiyatlar üzerinden yapılacak ve süreleri en fazla 5 yıllık olacaktır. Piyasa Uygulama El Kitabı’nda (EPDK 2003, s. 20) ayrıca bu ikili anlaşmaların 1-5 yıl arasında ve farklı zaman dilimlerini içerecek şekilde düzenlenebileceği belirtilmiştir. Beşinci yıl sonunda bu sözleşmelerin yerini düzenlemeye tabi olmayan ikili anlaşmalara bırakması öngörülmüştür. Dolayısıyla, portföy şirket üretimlerinin artan bir bölümünün ilk 5 yıl içinde dahi serbest kalması mümkün görünmektedir.

Dağıtım şirketi lisansı en fazla 49 yıl olacaktır. İlk tarife dönemi 5 yıl olarak belirlenmiştir. 21 tane dağıtım bölgesi oluşturulmuştur. Özelleştirme öncesinde her bir bölge için şunların hazırlanması gerekmektedir: performans standartları, hedef kayıp ve kaçaklar, faaliyetlere ilişkin hesap ayrışmasının tamamlanması, yük profillerinin çıkarılması, hizmet maliyet analizlerinin sonuçlandırılması, dağıtım şirketi gelir gereksiniminin belirlenmesi.

SB özelleştirme hazırlıkları için oldukça ayrıntılı tarihler belirlenmiştir. Mart 2005'te hazırlıkların bitmiş olması ve özelleştirmelerin başlaması, Aralık 2006'da da özelleştirmelerin bitirilmesi hedeflenmiştir. Bu tarihlere sadık kalınamamıştır.

5.2 Perakende satış fiyatları ve çapraz sübvansiyonlar

EPK'nun önemli hükümlerinden biri, tarifelerin maliyet esaslı olması, çapraz sübvansiyona yer verilmemesi idi. EPK özellikle de kayıp kaçaklardan kaynaklanan bölgelerarası maliyet farklılıklarının tüketiciye yansımaları önlemek için, tüketiciye destek sağlanmasını da öngörmüştü, ancak bunun fiyatlara müdahale edilmeden yapılmasını gerekli kılmıştı. Desteklemeler, tüketiciye geri ödeme şeklinde yapılacaktı (Md. 13.c). Sübvansiyonları düzenleme yetkisi Bakanlar Kurulu'na verilmişti.

SB bu konuda EPK'na göre önemli bir farklılık getirmiştir. SB, bölgelerarası farklılıkları gidermek üzere, bir eşitleme mekanizması geliştirilmesini öngördü. Bu mekanizma en az ilk tarife dönemi boyunca (5 yıl, SB s. 3) geçerli olacaktır. Eşitleme mekanizması, gerçek maliyetleri yansıtan bölgesel tarife uygulaması ile serbest olmayan tüketiciler için tek bir ulusal tarife uygulanması amaçlarının "birbiriyle uyumlu bir şekilde gerçekleştirilmesini" sağlamak üzere tesis edilecektir. SB, eşitleme mekanizmasınının 31 Ekim 2004 tarihine kadar belirlenmesini öngörmüştür ancak Aralık 2005 itibarıyla bu mekanizmanın niteliği henüz açıklanmamıştır.

5.3 Serbest olmayan tüketiciler üzerindeki sınırlar ve perakende satış piyasası

EPK'nun birinci maddesinde serbest olmayan tüketici kavramını elektrik alımlarını "bölgesinde bulunduğu perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketi veya perakende satış şirketlerinden yapabilen" tüketiciler olarak tanımlamıştı. Dolayısıyla serbest olmayan tüketiciler sadece perakende satış lisans sahibi dağıtım şirketlerinden değil, aynı zamanda perakende satış şirketlerinden enerji alabileceklerdi. SB bu konuda önemli bir değişiklik getirmiştir ve serbest olmayan tüketicilerin sadece dağıtım şirketlerinden enerji satın alabileceklerini hükme bağlamıştır. Kuşkusuz bu hüküm, perakende şirketlerin faaliyet alanlarını kanuna göre ciddi bir kısıtlama getirmektedir.

EPK'unda serbest tüketici sınırını belirleme yetkisi EPDK'na verilmişti ve beklenen, bu sınırın zaman içinde azaltılması idi. SB bu konuda da önemli bir değişiklik getirdi ve serbest tüketici sınırının 2009 yılına kadar 2004 yılında belirlenmiş olan 7.8 GWs düzeyinde kalacağını belirledi. Bu sınır daha sonra yükseltilecek ve 2011 yılında yüzde 100'e ulaşacaktı. 7.8 GWs'lık sınır, 2004 yılı itibari ile tüm tüketimin yaklaşık % 30'u kadardı (221'i toplulaştırılmış talep olmak üzere toplam 276 tüketici).²³

5.4 Ayırıştırma politikasından uzaklaşma (5398 numaralı kanun)

3 Temmuz 2005 tarihinde kabul edilen 5398 numaralı kanun²⁴ ile dağıtım faaliyetleri ile üretim faaliyetleri arasındaki ilişkinin düzenlenmesinde EPK'nun yaklaşımından önemli ölçüde uzaklaşıldı. EPK'nda dağıtım şirketlerinin üretim alanında bulunacakları faaliyetlere bazı sınırlamalar getirilmiş iken, 5398 numaralı kanunun 22. maddesinde, EPK'unda yapılan bir değişiklik ile, üretim lisansı almak ve hesapları ayrı tutulmak kaydı ile, dağıtım şirketlerinin üretim tesisi kurmalarına izin verilmiş, sınırlamalar kaldırılmıştır. Sadece, dağıtım şirketinin, sahibi olduğu veya iştirak ilişkisinde bulunduğu üretim şirketinden aldığı enerjinin fiyatının ülke ortalama toptan fiyatının üstünde olmaması şartı getirilmiştir. Bu kısıtlamalar, EPK'nda öngörülenlerden çok daha gevşektir ve dağıtım ile üretim arasında sadece hesap ayırıştırmasına dayalı dikey entegrasyona izin verilmiş olmaktadır.

Anlaşılan odur ki, söz konusu kanun maddesi hükümetin verdiği kanun tasarısına plan ve bütçe komisyonundaki tartışmalar sırasında eklenmiştir.²⁵ Bu konuda EPDK'nın ya fikri alınmamış, ya da değişiklik ona rağmen yapılmış gibidir. Bu önemli değişikliğin nedeni kamuoyuna açıklanmamıştır, herhangi bir gerekçe gösterilmemiştir. Değişiklik, kamuoyunda dağıtım varlıklarının özelleştirme değerinin artırılmasına yönelik bir çaba olarak algılanmıştır.²⁶ Değişikliğin aslında arz güvenliğini sağlamaya yönelik olduğu, ancak bu yapılırken yasal ayırışmanın gerekli kılınmamasının bir eksiklik olduğu yetkililer tarafından ifade edilmiştir, ancak Aralık 2005 itibari ile bu konuda bir yasal değişikliğe gidilmemiştir. Aşağıda tartışılacağı gibi, dikey ayırıştırma konusunda ortaya çıkan bu uygulama, düzenleyici belirsizliği arttırmakta önemli bir rol oynamaktadır.

23 Baş (2004).

24 "Özelleştirme Uygulamalarının Düzenlenmesine ve Bazı Kanun ve Kanun Hükmünde Kararnelerde Değişiklik Yapılması-na Dair Kanun ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun"

25 Plan bütçe komisyonunun raporundaki ifade şöyledir: "Dağıtım şirketlerinin santral yatırımlarına girmesinin önündeki kısıtların kaldırılmasını teminen 4628 sayılı Kanunun 3 üncü maddesini değiştiren yeni bir çerçeve 22 nci maddenin ilave edilmesi suretiyle" <http://www.tbmm.gov.tr/sirasayi/donem22/yil01/ss975m.htm>

26 Örneğin Sevaioğlu (2005).

5.5 Organize Sanayi Bölgeleri

5398 numaralı kanunun bir başka maddesinde, yine EPK'na bir paragraf eklenerek Organize Sanayi Bölgeleri'nin elektrik üretim, dağıtım ve ticaret faaliyetlerine girmesine izin verildi. Böylece EPK'nda öngörülmeven bir başka oyuncunun piyasa sisteminde yer almasına izin verilmiş oldu. Pratik olarak, bu yenilik sonucunda dağıtım bölge sayısı 100'ün üstüne çıkmış olmaktadır. Örneğin, bu durumda her bir OSB'nin geçiş dönemi sözleşmesi imzalayıp imzalamayacağı belli değildir (Baş, 2005).

Bu yeniliğin temel gerekçesinin, sanayiye ucuz elektrik sağlama olduğu ifade edilmektedir. Eğer gerçekten hedef sanayinin elektrik tüketimini destekleme ise, bunu yolu EPK'nunda öngörülen modeli bozacak bir biçimde yeni dağıtım şirketlerinin yaratılması olmamalıydı. Hedef elektrik tüketimini desteklemek ise, bunun yolu bunun için kamu bütçesinden ödenek ayrılması, ekonomik özendirimlerde bir çarpıklık yaratmayacak bir biçimde bu ödeneğin sektöre aktarılması olmalıydı (örneğin dağıtım şirketlerine hedef tüketiciye satılan kws elektrik başına bir sübvansiyon transfer edilmesi gibi).

5.6 Dağıtım şirketlerinin özelleştirilme yöntemi

Gerek EPK, gerek SB, dağıtım özelleştirmelerinin 4046²⁷ sayılı kanun çerçevesinde Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (OİB) tarafından yapılacağını öngörmektedir. Bu konuda çözülmesi gereken önemli bir başka konu da özelleştirme yöntemi olmuştur. 4046 numaralı yasa satış, kiralama, işletme hakkı devri (İHD), gelir ortaklığı gibi farklı yöntemler öngörüyordu. Her ne kadar en fazla tercih edilen yöntem dağıtım varlıklarının mülkiyetinin devri idiyse de, süreç sonunda üzerinde karar kılınan yöntem işletme hakkı devrini çağrıştıran bir yöntem oldu.

Seçilen yöntem ve yöntemin seçilme nedeni ne özelleştirme idaresi ne de bir başka yetkili kurum tarafından kamuoyuna net bir biçimde açıklanmamıştır. Ancak başta Anayasa mahkemesi kararları olmak üzere mevcut anayasa yorumunun mülkiyet devri önünde ciddi engel teşkil ettiğine inanıldığı anlaşılmaktadır.²⁸ Buradaki en önemli konunun, elektrik hizmetinin bir kamu hizmeti olduğu şeklindeki Anayasa mahkemesi kararı olduğu anlaşılmaktadır.

27 Özelleştirme Uygulamalarının Düzenlenmesine ve Bazı Kanun ve Kanun Hükmünde Kararnamelerde Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun, Resmi Gazete 27.11.1994.

28 Rekabet Kurumu'nun TEDAŞ özelleştirilmesine ilişkin hazırladığı Daire görüşü , yasal engel teşkil edebilecek Anayasa Mahkemesi kararı ile Danıştay'ın özelleştirmeler konusundaki istişari görüşünü aktarmaktadır. Bkz. Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin Özelleştirilmesi Hakkında 1998/4 Sayılı Rekabet Kurulu Tebliği Çerçevesinde Hazırlanan Rekabet Kurumu 1. Daire Görüşü, <http://www.rekabet.gov.tr/word/gorus/tedasson.doc>

Dağıtımda izlenecek yöntem ve adımlar şöyledir:²⁹ Dağıtım şirketleri, TEDAŞ ile İHD sözleşmesi imzalayacaktır. Bunu takiben dağıtım şirketleri EPDK'dan dağıtım ve perakende satış lisansları alacaktır. Lisans alan şirketler TETAŞ ile enerji alım anlaşmaları imzalayacak, ondan sonra da hisseleri satışa çıkarılacaktır. Yatırımlar, yeni yatırımcılar tarafından yapılacak ve amorti edilecektir (Kanun no 5398, Md. 24). Sözleşme döneminin bitiminde TEDAŞ varlıkları geri alacak ve tarifeler yoluyla geri alınamayan yatırım maliyetini karşılayacak bir ödeme yapacaktır.

5398 numaralı kanununun 21. maddesinde, EPK'na bir fıkra eklenmiş ve dağıtımda özelleştirme sonrası yapılan yatırımların kamuya ait olduğu hükmü getirilmiştir. Yatırımların onay ve denetim görevi EPDK'ya verildiği gibi, dağıtım şirketinin yatırım teklifi vermemesi halinde EPDK'nın yatırımları talep etmesini, bu talebin yerine getirilmemesi halinde de lisans iptali yoluna gitmesini öngörmüştür. Kısaca ortaya çıkan yapıda mülkiyet TEDAŞ'a kullanım hakkı lisans ve İHD almış dağıtım şirketine, yatırımları denetleme yetkisi de EPDK'ya verilmiş durumdadır.

6 Yeniden yapılanmada özelleştirme, rekabet ve yapısal sorunlar

Elektrik sektöründe yeniden yapılanmanın önündeki en önemli sorunlar nelerdir? Biraz basitleştirirsek, jenerik olarak (yani reformun yer aldığı ülkenin yerel özelliklerinden bağımsız olarak) iki tane temel sorunun varlığından söz edilebilir. Bunlardan birincisi, piyasa gücüne ilişkindir. Uluslararası deneyim, elektrik piyasalarında üreticilerin tek yanlı bir biçimde piyasa gücü uygulama yani fiyatları yükseltme olanaklarının diğer piyasalara göre çok daha yüksek olduğunu ortaya koymuştur. Bu da fiyatlardaki kısa dönemli dalgalanmaların ciddi bir biçimde artmasına neden olabilmektedir.

İkinci sorun ise kısa ve uzun dönemde yeterli kapasitenin bulundurulması, yani kısa dönemde arz güvenliği, uzun dönemde yeterli kapasitenin bulundurulmasına yönelik gerekli yatırımların yapılmasıdır. Eski dikey bütünleşik rejimde, bu sorun temelde bir mühendislik ve yatırım planlaması sorunu olarak ele alınabiliyordu. Tekel yapısı altında tüm tüketicilerin bir tek tedarikçiye bağlı olması düzenli bir gelir kaynağı yaratıyor, bu düzenli gelir kaynağı da, en azından kamu kesiminin ülke riski yüzünden ciddi bir borçlanma sorunu ile karşı karşıya olmadığı durumlarda, yatırımın finansmanını kolaylaştırıyor ve mümkün kılıyordu. Ayrıca bu yapı içinde elektrik fiyatındaki dalgalanmalardan kaynaklanan fiyat riski de minimize edilebiliyor, tüketicilere istikrarlı fiyattan elektrik sağlanabiliyordu. Üretim ve yatırım kararlarının birbirinden bağımsız birimler tarafından alındığı yeniden yapılandırılmış düzende ise bu koordinasyonu sağlamak aynı düzeyde kolay olmamaktadır.

²⁹ Kamuoyuna bu adımlar hakkında da bir açıklama yapılmamıştır. Bu konuda ayrıntılı bilgi için Ulusoy (2005) ve RK'nun TEDAŞ Daire görüşüne bakılabilir.

Tüm yeniden yapılandırma deneyimlerinde çözülmesi gereken bu iki jenerik sorunun yanı sıra, Türkiye'nin kendi özel koşullarından kaynaklanan ek sorunlar vardır. Bu ve bundan sonraki bölümlerin amacı, gerek jenerik gerek Türkiye'ye özgü bu sorunları ayrıntılı bir biçimde tartışmaktır. Bu bölümde piyasaların rekabetçi yapısı ve rekabet-özelleştirme ilişkisine ilişkin konular ele alınacaktır. Yedinci bölümde ise dağıtım sektörünün sorunları ile özelleştirme konularına değinilecektir.

6.1 Özelleştirmenin rolü ve sıralama sorunları,

SB'ne göre önce dağıtım varlıkları sonra da üretim varlıkları özelleştirilecektir. Bunun nedeni, dağıtım şirketlerinin yatırımcıya güven veren bir yapıda olması şeklinde ifade edilmiştir. Yetkililer tarafından sıkça dile getirildiği üzere (ancak bir strateji unsuru olarak hiçbir belgede ayrıntılı bir biçimde sunulmayan ve tartışılmayan) bu gerekçe şu anlama gelmektedir: üreticiler, özellikle piyasaya yeni girecek ve dolayısıyla yatırım finansmanına gereksinimi olan üreticilerin finansman bulabilmeleri için istikrarlı nakit akışı projeksiyonlarına ihtiyaçları vardır. Bunu sağlamanın bir yolu, alıcılarla, özellikle dağıtım şirketleri ile, uzun vadeli alım sözleşmeleri yapmalarıdır. Önce dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi, bu tür sözleşmeler yapabilecek özel kesim şirketlerinin ortaya çıkması anlamına gelecek, dolayısıyla piyasaya yeni girişleri kolaylaştıracaktır. Yani bir anlamda kamu şirketlerinin bu tür sözleşmeler yapmasından çekinildiği ortaya çıkmaktadır. Aynı zamanda, yakın geçmişteki yolsuzluk iddialarının dağıtım şirketlerinde çalışan kamu kesimi mensuplarını bu tür bir suçlanma ile karşılaşma riskine karşı aşırı duyarlı hale getirdiği, bu yüzden özel kesim üretim şirketleri ile alım anlaşması yapmaktan kaçınabilecekleri de ileri sürülmüştür.

Her ne kadar SB'nde özelleştirmelerin gelir odaklı olmayacağı açıkça belirtilmiş olsa da özelleştirmelerde özelleştirilen varlığın değerini arttırmaya yönelik adımlar atma dürtüsü her zaman bir tehlike arz etmektedir.³⁰ Bunun nedeni sadece özelleştirilen varlığın satışından elde edilecek geliri arttırmak şeklinde ortaya çıkmamaktadır. Aynı zamanda, bu dürtü, kendini özelleştirilen varlıkları özel kesim açısından “daha çekici kılmak” şeklinde de ortaya çıkmaktadır. Bu mantık da hatalı bir mantıktır. Sonuç olarak, satılan varlıkların alan açısından “daha az çekici” olmasının temel sonucu, satış fiyatının düşmesidir. İhalelerin rekabet ortamı içinde gerçekleşeceği varsayımı altında, varlıkların üretkenliği ile ilgili olmayan çekicilik unsurları tüketiciler ile devlet arasında bir transfer yaratmaktan başka bir etkide bulunmayacaktır. Bir başka ifade ile, varlıkları daha çekici kılmak için tekel rantı yaratmanın sonucu, en basit ifade ile tüketicilerin vergilendirilmesinden başka bir şey değildir. Rekabet ortamı içinde bu rantın önemli bir bölümü malı almak için yarışan yatırımcıların elinde de kalmayacaktır,

30 Bu dürtü, Türk Telekom A.Ş.'nin (TTAŞ) özelleştirilme sürecinde çok açık bir biçimde ortaya çıkmış, TTAŞ özelleştirilmeden önce sektörü rekabete açma konusunda oldukça yavaş davranılmıştır. Bkz. Atiyas (2005).

doğrudan varlıkların satış fiyatına yansiyacaktır. Her halükarda, özelleştirme, sektörde rekabetin gelişmesi, üretkenliğin artması ve fiyatların düşmesi gibi ana hedeflerin önüne geçmemeli, özelleştirme stratejisi bu hedeflere uygun olarak tasarlanmalıdır.

Üretim sektörünün reform süreci de ve elektrik sektörünün bu bölümünde rekabetin gelişmesi de özelleştirmeye çok bağımlı bir biçimde tasarlanmış gibi gözükmektedir. Böyle olması gerekmemektedir. Rekabetin gelişmesi ve üretim varlıklarını yönetenlerin rekabetçi ortama ayak uydurmaya başlamaları için mülkiyet değişikliğini gerçekleştirmiş olmak gerekli değildir. Eğer varlıklar uygun bir biçimde bölünür, portföy üretim şirketleri yaratılırsa, ve bu şirketleri yönetenlere piyasa şartlarına uygun ve bağımsız birimler olarak davranma direktifi verilirse, rekabet için ilk adımları atmak mümkün hale gelir. Bunun için yapılması gereken, dengeleme piyasasının bir an önce faaliyete geçmesidir. İleriki bölümde de görüleceği gibi, bu adımların atılması mevcut fiyatlama mekanizmasındaki bazı sorunları gidermede de önemli bir yarar sağlayacaktır.

Kamu mülkiyetinin yaygın olmasına rağmen rekabetin geliştiği uluslararası örnekler vardır. İskandinav ülkeleri bunun başında gelir. 2003 itibari ile Norveç'te üretimin hemen tamamı kamu mülkiyetinde idi. İsveç'te şu anda özel kesimin payı oldukça artmıştır ancak toptan piyasaların açıldığı dönemde İsveç'te de kamu kesiminin payı çok yüksekti. (Amundsen ve Bergman, 2003; Midttun, Hindeland ve Omland 2003). Sonuç olarak bu bir kamu yönetimi sorunudur. Özelleştirmenin gerek dağıtım gerek üretim varlıklarının daha verimli kullanılmasına katkıda bulunması beklenir, ancak rekabetin gelişmesi için özelleştirmeyi beklemek gerekmemektedir. Belirli bir dönem için bile olsa iyi bir kamu yönetimi sistemi oturtmak mümkün olabilmelidir.

6.2 Piyasa gücü ve denetimi

Elektrik piyasalarını diğer piyasalardan ayıran en önemli özelliklerden biri, üreticilerin tek yanlı piyasa gücü uygulamalarının, yani piyasa fiyatını etkileme güçlerinin diğer piyasalara göre çok daha yüksek olmasıdır.³¹ Genellikle piyasalardaki yoğunlaşma düzeyi ile üreticilerin piyasa fiyatını etkileme kapasiteleri arasında doğrudan bir ilişki olması, yani yoğunlaşma düzeyi yüksek olan piyasalarda fiyatların maliyetlerden daha fazla sapması beklenir. Oysa elektrik piyasalarında yoğunlaşma düzeyleri geleneksel oranlara göre düşük olsa bile, şirketlerin piyasa fiyatını etkileme güçleri yüksek olabilir. Bunun en önemli nedeni, üretimin katı kapasite kısıtlarına tabi olmasıdır. Normalde herhangi bir üreticinin üretimi kısırarak fiyatını arttırmasını engelleyen etken, rekabet ortamı içinde piyasadaki çekilen üretimin diğer üreticiler tarafından karşılanmasıdır. Oysa kapasite kısıtları, bu etkeni ortadan kaldırır.

³¹ Bu konuda bakınız Borenstein ve Bushnell (2000), OECD (2003) ve Wolak (2003).

Örneğin, üreticilerin kapasite kısıtları altında çalıştığı ve talebin fiyat esnekliğinin düşük olduğu bir durum düşünelim. Talebin yükseldiğini ve piyasadaki diğer üreticilerin kapasite kısıtlarından dolayı bu yükselen talebe karşılık veremediklerini farzedelim. Bu durumda, küçük bir üretici bile, geriye kalan³² talep (residual demand) verili iken üretimi düşürerek fiyatı etkileyebilir, bu yolla fiyatı arttırmayı kârlı bulabilir. Burada önemli olan etken, diğer üreticilerin üretimleri verili iken, herhangi bir üreticinin kalan talebinin fiyat esnekliğidir. Kalan talebin fiyat esnekliği ne kadar düşük olursa, üreticinin fiyatı yükseltme yeteneği o kadar yüksek olacaktır. Kimi yazarlar, bu şekilde piyasa fiyatını etkileme gücü olan üreticilere pivot üretici demektedir.

Burada üstünde durulması gereken bir nokta daha vardır. Oligopol piyasalarda üreticilerin açık veya zımni anlaşma içine girerek fiyatları yükseltme dürtülerinin olduğu bilinen bir gerçektir. Ancak burada vurgulanan nokta, elektrik piyasalarında üreticilerin böyle bir koordinasyon içine girmeksizin fiyatları yükseltme imkânına sahip olduklarıdır. İşte bu yüzden bu durumda üreticilerin tek yanlı (unilateral) piyasa gücünden söz edilmektedir.

Peki hangi durumlarda üreticilerin bu tür tek yanlı piyasa gücüne sahip olmaları beklenir?

- Bir kere piyasa gücünün talebin yüksek olduğu durumlarda ortaya çıkması beklenir, çünkü kapasite kısıtları o zaman etkili olacaktır.
- İkincisi, her ne kadar yoğunlaşma piyasa gücü için ön koşul olmasa da, yoğunlaşmanın yüksek olduğu piyasalarda piyasa gücü ihtimalinin yüksek olması beklenmelidir.
- Bir başka etken, iletim kısıtlarıdır. Talep yükselince herhangi bir bölgeye bağlanan iletim hatlarında tıkanıklık yaşanır, o bölgeye başka bölgelerdeki üreticilerin enerjisini aktarmak imkânsız hale gelir. Bu durumda, o bölgede bulunan üretici üzerindeki rekabetçi baskı azalır; üretici fiyat arttırdığında veya üretimi kısıtığında tüketiciler başka üreticilere kayamayacaklarından üreticinin piyasa gücü artmış olur.
- Üreticilerin kurulu güçleri arasında açık farkların olması da piyasa gücünü yakından etkiler. Herhangi bir üretici diğerlerine göre ne kadar büyük olursa, diğer üreticilerin kapasite kısıtlarının aktif hale gelmesi ve bu üreticinin pivot halini alması o kadar kolay olur. Hatta bu yüzden kimi durumlarda yeni girişler piyasa gücü sorununa bir çözüm teşkil etmezler, yapılması gereken aşırı büyük olan üreticilerin diğerlerine göre büyüklüğünü azaltmak olmalıdır (OECD 2003, s. 42).

32 Geriye kalan talep ifadesi toplam talep eksi diğer üreticilerin karşıladığı miktar anlamına gelmektedir.

Elektrik piyasalarında piyasa gücünün yarattığı rekabet sorunları, diğer piyasalarda gözlemlenen rekabet sorunlarından oldukça farklıdır. Örneğin bu tür sorunların potansiyel varlığı hakkında gösterge olarak kabul edilen standart yoğunlaşma ölçüleri, elektrik piyasalarında yanıltıcı sonuçlar vermektedir. Bundan da öte, elektrik piyasalarında piyasa gücünün kullanımı, toptan fiyatlarda çok büyük dalgalanmalar yaratabildiğinden, çok kısa bir süre içinde büyük gelir transferlerine neden olabilmektedir. Bu yüzden tek yanlı piyasa gücü, yeniden yapılandırılmış elektrik piyasalarının önündeki en önemli sorunlardan biri olarak görülmektedir.

Piyasa gücünün azaltılması için literatürde iki tür önleme yer verilmektedir. Bunlardan birincisi, piyasanın yapısına ve işleyişine ilişkin önlemlerdir (OECD (2003); Wolak 2003, 2005a, 2005b):

1. Yapısal önlemler. Yukarıda da belirtildiği gibi, özellikle kurulu gücün şirketler arasındaki dağılımının dengesiz olduğu durumlarda piyasaya yeni üreticilerin girmesi, piyasa rekabet düzeyinin artmasına yetmeyebilir. Bu gibi durumlarda esas yapılması gereken, özellikle diğerlerine göre aşırı büyük olan üreticilerin kurulu güçlerinin bir bölümünün başka sermaye şirketlerine satılmasıdır. Pivot konumundaki şirketlerin piyasa gücü, bu sayede daha etkin bir biçimde azaltılabilir. İleride tartışılacağı gibi bu konuda Türkiye’de edinilen yaklaşım, EÜAŞ’ın baştan bölünerek portföy şirketlerinin yaratılması ve ondan sonra bu şirketlerin özelleştirilmesidir. Bu yaklaşım son derece olumlu olmuştur.
2. Vadeli sözleşmeler ve/veya geçiş sözleşmeleri uygulanması. Vadeli sözleşmeler, genellikle üreticiler ile perakende satış yapan şirketler arasında imzalanır. Bu sözleşmeler, alıcıya belirli bir tarihte belirli bir miktar enerjiyi belirli belirlenmiş olan fiyattan alma hakkı verir. Sözleşmeyi yapan üretici taahhüt ettiği miktarı kendi üretim tesislerinden elde etmek zorunda değildir, ancak bunu yaptığı takdirde, birim elektrik başına sözleşme fiyatı ile marjinal maliyeti arasındaki farkı kâr olarak elde etmeyi garantiler. Üretiminin önemli bir bölümünü vadeli sözleşmelere bağlamış olan bir üretici, toptan piyasada oluşan fiyattan daha az etkileneceği için, toptan piyasada fiyatları arttırma dürtüsü azalır, bu yüzden vadeli sözleşmelerin piyasa gücünü azaltıcı bir etkisi vardır. Hatta Wolak (2003) vadeli sözleşmelerin üreticileri toptan piyasadaki fiyatları marjinal maliyetlerin altında tutma dürtüsü yarattığını söyler. Üretici, üretiminin sözleşme miktarını aşan bölümünü piyasaya satacaktır. Kalan talebin sözleşme miktarının altına düşmesi durumunda üretici toptan piyasada net alıcı durumuna gelir. Bu durumda üretici piyasaya düşük fiyat sunarak piyasa fiyatını marjinal maliyetin altına itmesi, ve üretim yapmak yerine yükümlülüğünü enerjiyi toptan piyasadan satın alarak karşılması daha yüksek kâr

etmesine yol açacaktır. Bu durumda üretici toptan piyasada çok agresif/düşük bir fiyatlama politikası izler.

3. Talebin fiyat oluşumuna katılması. Talebin fiyat esnekliğinin artması, üreticilerin talebin yükseldiği dönemlerde fiyatları arttırma kapasitesini olumsuz etkileyecektir. Talebin fiyat esnekliğinin arttırılması için talep tarafının toptan piyasada fiyat oluşumuna katılması, tüketicilere gerçek zaman fiyatlama uygulanması ve bunun için akıllı sayaçların kullanılması gibi önlemler akla gelmektedir. Bu önlemlerin bir başka olumlu sonucu, puant talebin düşmesi dolayısıyla puant talebi karşılamak için gerekli kurulu güç miktarının azalması da sayılabilir.
4. İletim sisteminin güvenilirliğinin arttırılması. Eski rejimin dikey bütünleşik yapısında, mühendislik anlamında iletim sisteminin güvenilirliği, sistemdeki muhtemel arızalanmalar karşısında tüketicilere elektrik hizmetini kesintiye uğratmayacak yeterli yedek kapasitenin tutulması anlamına geliyordu. Örneğin hatların herhangi bir bölgeye hizmet veren bir üreticinin devre dışı kalması halinde bir başka bölgeden elektrik taşınmasına izin verecek kapasiteye sahip olması gibi. Böyle durumlarda iletim sistemindeki herhangi bir iyileştirmenin değeri, bunun tüketimde sağladığı devamlılık olarak ölçülebilirdi. Oysa piyasa mekanizmasının çalıştığı ortamda, iletim sistemi katılımcıların ekonomik dürtülerini de göz önünde bulunduracak yeni bir güvenilirlik özelliği (Wolak buna ekonomik güvenilirlik demektedir) göstermesi gerekmektedir. İletim sisteminde herhangi bir genişlemenin faydası, şimdi aynı zamanda piyasa gücünde yaratacağı azalma ile de ölçülecektir. Eski rejimde üretim birimlerinin sadece fiyat arttırmak için devre dışı kalmak gibi bir özendirimleri yoktu. Halbuki piyasa düzeninde kapasiteyi devre dışı bırakmak, piyasa gücü uygulamanın yöntemlerinden biridir. İletim kapasitesinin arttırılması ise, başka bölgelerdeki üreticilerin devreye girme olasılığını arttırdığından, üreticilerin bu tür piyasa gücü uygulamalarını sınırlandıracaktır.

Tek yanlı piyasa gücüne verilen önem, yukarıda sayılan önlemlerin yanı sıra bazı kurumsal önlemlerin de gündeme gelmesine neden olmuştur (Wolak 2005a, 2005b; Twomy v.d. 2005). Bunların başında saydamlık gelmektedir. Wolak (2005a,b) piyasa verilerinin ve bu arada şirketlerin toptan piyasaya verdikleri tekliflerin düzenli olarak yayınlanmasının, bunların kamuoyuna açık olmasının, şirketlerin tek yanlı olarak fiyatları arttırmaya yönelik çabalarının doğrudan kamuoyu denetimine tabi hale getireceğini söylemektedir.

İkinci kurumsal önlem, düzenleyici kuruluş veya sistem işletmecisinin piyasa

gücünün doğabileceği durumları önceden kestirmek ve bu tür davranışların ciddi zararlar yaratmasına meydan vermeden önlem almak için piyasaları gözetim altında tutmasıdır. Bunun için piyasa gücüne ilişkin verilerin derlenmesi ve düzenli bir biçimde değerlendirilmesi, hatta bu değerlendirmeyi bağımsız bir komitenin yapması önerilmektedir.

Üçüncü önlem, düzenleyici otoritenin piyasa kurallarını değiştirme yetkisi olması ve bu kurallar konusunda yaptırım gücüne sahip olması sayılabilir. Örneğin İngiltere-Galler Pool sisteminde düzenleyici otoritenin Pool sistemi kurallarını gerektiği gibi değiştirme gücüne sahip olmaması, Pool sisteminin en önemli eksiklerinden biri olarak belirlenmiştir.

Türkiye özelinde piyasa gücü sorunu doğal olarak henüz önemli bir sorun değildir çünkü ortada henüz bir toptan piyasa yoktur. Portföy şirketlerinin oluşturulması ve dengeleme mekanizmasının çalışmaya başlaması ile birlikte, piyasa gücü sorunu yavaş yavaş önem kazanmaya başlayacaktır. Piyasa gücünü mümkün kılan etmenler arasında önemli bir etken sayılan iletim sisteminde kapasite kısıtları açısından da Türkiye’deki durumun endişe verici olmadığı, iletim sisteminde yakın zamanda ciddi kapasite kısıtlarının beklenmediği söylenmektedir. Bu açıdan da Türkiye’deki durumun şimdilik çok endişe verici olmadığı söylenebilir. Yine de EPDK’nın bu konuda donanımını şimdiden geliştirmeye başlaması yerinde olacaktır.

Bu konuyu kapatmadan önce elektrik piyasalarının gözetimi ile rekabet hukuku uygulaması arasındaki ilişkiden de bir miktar söz etmek yerinde olacaktır. Elektrik piyasalarında piyasa gücünün oyuncular arasında kısa bir süre içinde önemli gelir transferlerine yol açabildiği yukarıda belirtilmişti. Burada soru, geleneksel rekabet hukuku yaklaşımının bu tür davranışları önlemede etkin bir önleyici olup olmadığıdır. Rekabet hukukunda ihlal tespiti için hakim durumun kötüye kullanılması ve bu yolla rekabetin bozulması durumunun ortaya çıkması gerekmektedir. Genellikle tek başına fahiş fiyat uygulaması bile çoğu kez rekabet otoriteleri tarafından cezalandırılmamaktadır. Oysa elektrik piyasalarında şirketlerin piyasa fiyatını yükseltmeye yönelik davranışları doğrudan rekabeti engelleyen bir davranış değildir; tek yanlı (veya tek başına) kâr maksimizasyonunun sonucu olarak ortaya çıkmaktadır. Bu davranışların rekabet hukuku kapsamında ihlal teşkil edip etmeyeceği belli değildir. Wolak (2005b) bu tür davranışların ihlal teşkil etmeyebileceği kanısına sahiptir. Dolayısıyla Wolak, piyasa gözetiminin manipülasyon tespit etmeye değil, “etkinlik ve güvenilirliğe ciddi zarar verme” konusuna odaklanması gerektiğini savunmaktadır. Muhtemelen düzenleyici kuruluş tarafından yerine getirilecek bu gözetimin sonucunda düzenleyici kuruluşun ne gibi yaptırımlara sahip olması gerektiği de tartışılması gereken bir konu olarak ortaya çıkmaktadır.

6.3 Yatay ve dikey ayrıştırma

SB, üretim varlıklarının özelleştirmeden önce parçalanarak portföy üretim şirketleri şeklinde örgütlenmesini öngörmektedir. Bu adım, başka ülkelerde sıklıkla karşılaşılan önemli bir sorunun, yani üretimde aşırı yoğunlaşma ve piyasa gücü sorununun Türkiye özelinde daha az problem yaratacağı sonucunu doğuracaktır. Yatay ayrıştırma ile Türkiye üretimde daha rekabetçi bir yapının oluşmasını kolaylaştırmıştır. EPK’unda herhangi bir üreticinin piyasa payının yüzde 20 ile sınırlanmış olması gelecekte de yoğunlaşmanın bir üst sınırı olacağını göstermektedir.

EÜAŞ varlıklarından 6 portföy şirketinin yaratılacağı söylenmektedir. Bu portföy şirketlerinin toplam kurulu güçlerinin birbirine yakın olacağı anlaşılmaktadır. Bölüm 6.2’de tartışıldığı gibi, üretici şirketler arasında önemli ölçek farklarının olması veya az sayıda şirketin diğerlerinden ölçek olarak çok daha büyük olması, tek yanlı piyasa gücü sorununun ortaya çıkmasına neden olabilecek etkenlerden birisidir. Türkiye’de EÜAŞ varlıklarına ilişkin öngörülen yeniden yapılanma, bu etkenin de etkisini hafifletirecek gibi görünmektedir. Yukarıda belirtildiği gibi, burada önemli olan yatay ayrıştırmanın bir an önce gerçekleşmesi, ayrıştırılan şirketlerin bağımsız birer ekonomik varlık olarak davranmaya başlaması, bunlar için özelleştirmenin beklenmemesidir.

5398 numaralı kanun ile dağıtım ile üretim arasında dikey bütünleşmenin önü açıldığından, dikey ayrıştırma konusunu ayrıntılı bir biçimde tartışmak yararlı olacaktır. Dikey ayrıştırma, daha somut olarak iletim ve dağıtım faaliyetlerinin üretim ve perakende satış faaliyetlerinden ayrılması, bir çok ülkede yeniden yapılanmanın önemli bir unsuru olmuştur. Dikey ayrıştırmanın temel amacı, elektrik sisteminde doğal tekel özelliklerini sürdüreceği olan iletim ve dağıtım şebekelerine tüm katılımcıların ayrımcı olmayan bir biçimde erişebilmelerini sağlamaktır. Şebeke faaliyetlerinin üretim ve perakende satış faaliyetlerinden ayrıştırılması yöneliminin temelinde, bunun yapılmaması halinde, şebekeye hakim olan katılımcının diğer katılımcıların erişimini çeşitli yöntemlerle kısıtlayabileceği, şebekeye hakim olmanın verdiği güç ile piyasaları kapatabileceği (foreclosure), bunun sonucunda rekabetin gelişmesinin engellenebileceği endişesi vardır.

Avrupa Komisyonu raporlarında dikey ayrışma dört farklı biçim altında değerlendirilmektedir. Hesap ayrıştırması altında iletim ve dağıtım faaliyetlerinin muhasebeleri diğer faaliyetlerinkinden ayrı tutulmaktadır. Yasal ayrıştırma faaliyetlerin farklı tüzel kişilikler olarak örgütlenmesi anlamına gelmektedir. Yasal ayrıştırma örneğinin dağıtım ve üretim faaliyetlerin aynı sermaye grubuna bağlı olmasını ve bu anlamda “dikey bütünleşik” olmasını engellemektedir. Mülkiyet ayrıştırması ise ayrıştırılan

faaliyetlerin ve varlıkların aynı sahiplere veya sermaye grubuna ait olmaması anlamına gelmektedir.

Avrupa Birliği Elektrik Direktifi'nde (EC 2003) ayrıştırma 15. maddede düzenlenmiştir. 30. madde ise bu düzenlemenin 1 Temmuz 2007 yılına kadar geciktirilebileceğini hükme bağlamıştır. Direktife göre dağıtım şebekesinin diğer faaliyetlerden yasal olarak ayrışması gerekmektedir. 15. madde, bunun mülkiyet ayrışması anlamına gelmek zorunda olmadığını belirtmektedir. Ancak dağıtım faaliyetlerinin dikey olarak bütünleşik olması durumunda, yasal ayrışmanın yanı sıra bazı yönetim önlemleri de öngörülmüştür. Dağıtım işletmecisinin örgütlenme ve karar alma anlamında bağımsız olmasını sağlamak için, örneğin, dağıtım sisteminin yönetiminden sorumlu kişilerin bütünleşik şirketin dağıtım dışı faaliyetlerden sorumlu olan kurullarına katılmamasının gerektiği, ana şirketin günlük faaliyetler hakkında dağıtım şirketine talimatlar veremeyeceği hükme bağlanmıştır. Direktif ayrıca, dağıtım sistemi işletmecisinin ayrımcı davranışları önlemeye yönelik bir uygunluk programı hazırlamasını ve uygulamasını gerekli kılmıştır.

Türkiye özelinde iletim ayrı bir kamu şirketi olarak örgütlenmiştir. Bu, iletimde ayrımcılık sorununun olmadığı ve olmayacağı anlamına gelmez. Tersine, örneğin kamu şirketleri ile özel kesim şirketlerinin rekabet içinde olduğu bir ortamda, kamu mülkiyetindeki iletim şirketinin, eğer bağımsızlığı konusunda hassas davranılmazsa, diğer kamu şirketleri lehine ayrımcı davranma, veya siyaset veya idare tarafından bu yönde zorlanma tehlikesi her zaman mevcuttur. Bu tehlikenin bertaraf edilmesi için ise iletim şirketinin hedeflerinin (hem arz güvenliğini hem de rekabetin gelişmesini sağlamak) açık bir biçimde belirlenmesi ve bu ilkelere uygun ve yetkin bir şekilde yönetilmesi yeterlidir. Hatta, bu şartların yerine gelmesi halinde, en azından rekabetin gelişmesi açısından, iletim faaliyetlerinin kamu mülkiyetinde olması önemli bir fırsat ve avantaj bile doğurabilir. İletim şirketinin bu biçimde örgütlenmiş olması, şebekenin, üreticilerin tek yanlı piyasa gücü uygulamalarını önleyecek biçimde yönetilmesini ve gerekli genişlemelerin yapılmasını sağlamak açısından bir avantaj sağlayabilir.

Şu anda gündemde olan konu, dağıtım faaliyetleri ile üretim ve perakende satış arasında ne tür bir ayrıştırma olacağıdır. Önce dağıtım faaliyetleri ile perakende satış faaliyetleri arasındaki ilişkiye değinelim: EPK dağıtım faaliyetleri ile diğer faaliyetler arasında yasal ayrıştırma öngörmemekteydi, sadece hesap ayrıştırması öngörmekteydi. SB'nde de dağıtım şirketlerinin perakende satış faaliyetlerinden ayrılmadan özelleştirilmesi öngörüldü. Rekabet Kurulu, dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesine ilişkin verdiği görüşte, satışların onaylanması için dağıtım ile perakende satış faaliyetlerinin geçiş döneminin sonuna kadar yasal ayrıştırmaya tabi olması şartını getirdi.³³ Kurulun görüşünde "Strateji Belgesi"ne dayanan elektrik dağıtım özelleştirme eylem planında büyük ölçüde arz güvenliği ve yabancı yatırımların teşviki amaçlarının dikkate alındığı, buna karşılık rekabetin tesisi ve tüketicinin korunması hususlarına ilişkin düzenlemelerin

33 Rekabet Kurumu (2005a). Kurul'un görüşüne kaynaklık eden Daire Görüşü için bkz. Rekabet Kurumu (2005b).

yetersiz kaldığı” savunuldu. Geçiş döneminden sonra sağlıklı bir rekabet ortamının kurulabilmesi için bazı yapısal önlemlerin alınması gerektiği belirtilen kurul görüşünde en uygun yapısal önlemin dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinin mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutulması olacağı ifade edildi. İkinci en iyi alternatif olarak da dağıtım ve perakende faaliyetlerinin ayrı tüzel kişilik çatısı altında hukuki olarak ayrıştırılmasının doğru olacağı belirlendi. Buna ek olarak, dağıtım şirketlerinin geçiş dönemi sonunda kendi bölgelerindeki perakende satış paylarını “belirli bir takvim içinde belirli bir orana düşürmelerini sağlayan bir yöntemin esas alınabileceği” vurgulandı. Ayrıca açık bir şekilde Geçiş dönemi sonuna kadar hukuki ayrışmanın Rekabet Kurulu’nun nihai izin koşulu olduğu ifade edildi.

Rekabet Kurulu’nun getirdiği yasal ayrıştırma koşulu, yukarıda değinilen Avrupa Birliği Elektrik Direktifi hükümleri ile uyumludur. Buna karşılık Direktif’te dağıtım şirketlerinin perakende satış paylarını belirli bir oranın altına indirmeleri koşulu yoktur. Avrupa Komisyonu, perakende satışta yerleşik işletmeciden başka perakendecilere geçmiş olan tüketicilerin oranını, rekabetin gelişme düzeyini ölçen göstergelerden biri olarak düzenli bir şekilde takip etmekte ve yayınlamaktadır.

Dağıtım ile üretim arasındaki ayrıştırma konusuna gelince, EPK bu konuda da hesap ayrışması öngörmüştü ancak buna ek olarak dağıtım şirketlerinin kurabilecekleri üretim şirketlerinden kullanabilecekleri elektrik miktarı üzerine sınırlamalar getirmişti. 5398 numaralı kanun ile dağıtım şirketlerinin üretim faaliyetine girmesinin önündeki kısıtlar kalkmıştır, geriye bir tek hesap ayırımı kısıtı kalmıştır. Dolayısıyla şu andaki durum, gerek dağıtım-perakende satış gerek dağıtım-üretim ilişkisi açısından Avrupa Birliği Elektrik Direktifi’nin gereklerine uymamaktadır.

Bu değişikliğin gerekçesinin açık olmadığı konusuna yukarıda değinilmişti. Yukarıda sözü edildiği gibi ilk akla gelen neden, dağıtım varlıklarını “çekici” kılma veya bu varlıkların özelleştirme değerini yükseltme çabasıdır. Bu bakış açısının hatalı olduğu yukarıda tartışılmıştı (Bölüm 6.1).

Yapılan değişikliğin bir başka gerekçesi daha olabilirdi: dağıtım şirketi açısından elektrik tedarikindeki belirsizliği ve toptan fiyat dalgalanmalarını azaltmak. Perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri perakende elektriği dalgalanmalardan yalıtılmış tarifelerden satmak zorunda kalırlarsa, ve alımlarını için temelde toptan piyasaya bağımlı olurlarsa ciddi bir risk üstlenirler. Bu, serbest tüketici sınırının tam olarak ortadan kalktığı durumda bile geçerlidir çünkü özellikle küçük tüketiciler fiyat riskini

üstlenmek istemeyeceklerdir (bölüm 6.4).³⁴ Dağıtım şirketlerinin faaliyet gösterdikleri bölgelerine ulaşan hatlarda iletim kapasitesi sıkıntısı yaşanacak olursa bu risk daha da artacaktır.

Oysa dağıtım ile üretim arasında dikey bütünleşmenin, bu riski önemli ölçüde azaltacağı iddia edilebilir. Bir kere dağıtım şirketinin kendi üretim tesislerinin olması, toptan fiyatlardaki dalgalanmadan bağımsız olarak istikrarlı bir maliyetten elektrik tedarik edebileceği anlamına gelir. Kuşkusuz bunun da bir fırsat maliyeti vardır: toptan fiyatlar yüksek olunca üretim biriminin elektriği toptan piyasaya değil de dağıtım şirketine satması bir kâr fırsatının kaybedilmesi anlamına gelir, ama bu istikrarın karşılığı ödenen bir sigorta primi gibi düşünülebilir. Yani dikey bütünleşme bir riskten korunma mekanizmasıdır.

Ancak bu mantıkta bir hata vardır: Burada toptan fiyat ve tedarik riskinden korunması istenen (veya gereken) faaliyet dağıtım faaliyeti değildir, perakende satış faaliyetidir. Dağıtım faaliyeti nihayet bir nakil/taşıma faaliyetidir, onun toptan fiyat veya tedarik riskine karşı korumaya ihtiyacı yoktur. Halbuki rekabet açısından sakıncalı görünen dikey bütünleşme, üretim ile dağıtım arasındaki bütünleşmedir. Dolayısıyla esas yapılması gereken, dağıtım ile hem perakende satış hem de üretim arasında ciddi bir ayrıştırma gerçekleştirmek, buna karşılık perakende satış ile üretim arasında dikey bütünleşme konusunda ise ilkesel bir yasaklama yaklaşımı içinde olmamaktır.

Dikey bütünleşmenin rekabet açısından yararları ve zararları rekabet ekonomisinin tartışmalı konularından biridir. Burada dikey bütünleşmenin derecesinden de söz etmek gerekir. Aynı tüzel kişilik veya aynı sermaye grubunun mülkiyetinde olma grup yapısı dikey bütünleşmenin uç biçimleridir. Avrupa Komisyonu kimi yazılarında buna “yapısal dikey bütünleşme” demektedir (örneğin European Commission, 2005a, s. 39). Dikey bütünleşmenin daha hafif versiyonu, görece uzun dönemli satış sözleşmeleri yolu ile yaratılan ilişkililerdir. Avrupa Komisyonu (2005a) sözleşmeler yolu ile yaratılan uzun dönemli ilişkililere “sözleşme yolu ile dikey bütünleşme” (contractual integration) demektedir.³⁵

Dikey bütünleşmenin yarar ve zararları tartışması elektrik sektörü bağlamında da devam etmektedir. Fakat, dağıtım faaliyetleri ile üretim ve/veya perakende satış faaliyetlerinin yeterince (örneğin Avrupa’daki yaklaşım içinde yasal ve yönetsel) ayrılmış olmamasının rekabet sorunlarına yol açabileceği, bu tür bütünleşmenin bir zorunlu

34 Uluslararası deneyim bu savı destekler gözükmektedir. Bu konuda literatürde altı çizilen bir istisna, Kuzey Avrupa ülkeleridir. Littlechild (2005) bu ülkelerde tüketicilerin toptan eşya fiyatlarına duyarlı tarifeleri kolay kabul ettiğini belirtmiştir. Bunun bir nedeni şu olabilir: bu ülkelerde elektriğin önemli bir bölümü hidroelektrik santrallerden sağlanmaktadır, bu tür elektriğin kısa dönemli fiyat dalgalanmalarının da görelisi azdır.

35 Ekonomi literatüründeki kullanımın biraz farklı olduğu söylenebilir. Literatürde dikey bütünleşme genel olarak bir şekilde yasal bütünleşmeyi (doğrudan veya aynı sermaye grubu içinde) içerir.

unsur olan şebekeyi içermesinden dolayı ayrımcılığa veya piyasayı rakiplere kapatma eğilimine yol açabileceği konusunda tam olmasa da oldukça yaygın gibi gözükten bir kanı vardır. Dağıtım şirketleri, çok çeşitli biçimlerde ayrımcılık yapabilmektedir, bunların bir kısmı açık ayrımcı davranışlar değildir ama yine de bağımsız üreticilere ve perakendecilere önemli dezavantajlar yaratabilmektedir.

Nitekim Avrupa Komisyonu'nun yeni yayınlanan sektör değerlendirme raporunda (European Commission, 2005a, özellikle sayfa 41) bu tür ayrımcı muameleler rekabetin önündeki en önemli engellerden biri olarak görülmüştür. Raporda, dağıtım ile perakende satış arasında yeterince ayrışma olmamasının, dağıtım şirketlerini yeni perakende satış şirketlerine geçmek isteyen tüketicilerin geçişlerini zorlaştıracak çeşitli engeller çıkarmaya özendirdiğini söylemektedir. Bunlar arasında faturalama için gerekli bilgileri zamanında vermemek, ödeme koşullarını zorlaştırmak, yeni şirketlere geçmeye karar veren tüketicilere daha avantajlı tarifeler sunmak veya geçenleri cezalandırmak (örneğin nakliye tarifelerini arttırarak) gibi davranışlar sayılmıştır. Bu tür davranışların gözlemlendiği ülkeler olarak Belçika ve Almanya'da sonra da Avusturya, Finlandiya, Polonya ve Çek Cumhuriyeti'nin adları geçmektedir. Bunlardan Almanya, Polonya ve Çek Cumhuriyeti henüz yasal ayrıştırmayı gerçekleştirmemiştir; Belçika'nın da Brüksel bölgesinde henüz yasal ayrıştırma gerçekleşmemiştir (European Commission, 2005b, Tablo 2.1).³⁶

Buna karşılık, perakende satış ile üretim arasında dikey bütünleşmenin rekabet açısından yarattığı sorunlar konusu daha tartışmalı gibidir. Yukarıda anılan Komisyon raporu, bu konuda da oldukça endişeli bir tavır içindedir. Burada dikkat çekilen nokta, dikey bütünleşmenin toptan piyasanın likiditesini azaltmasıdır. Toptan piyasanın likiditenin azalmasının ise özellikle perakende alanında yeni girişleri zorlaştırdığı savunulmaktadır. Dolayısıyla burada rekabet açısından altı çizilen sorun, ayrımcı davranış değil, yeni girişlerin zorlaşmasıdır.³⁷

Öte yandan gerek sözleşmeler yoluyla, gerek yasal ve mülkiyete dayalı dikey bütünleşmenin önemli yararlarının da bulunduğu bir gerçektir. Bu yararlarından biri yukarıda değinildiği gibi dikey ilişkilerin risk yönetimini kolaylaştırmasıdır. Ancak bu ilişkilerin bir başka faydası da, toptan piyasada rekabet gücü sorununu azaltmasıdır. Bölüm 6.2'de tartışıldığı gibi, üretiminin önemli bir bölümü vadeli sözleşmelere bağlı olan üreticilerin toptan piyasada tek yanlı piyasa gücü uygulama dürtüsü törpülenir. Dikey bütünleşmenin de benzer bir etkisi vardır. Nitekim ABD'deki piyasalar hakkında yakın dönemde yapılan bir çalışma (Bushnell, Mansur ve Saravia, 2005) dikey

36 Murray v.d. (2005) ise sayaç okuma ve veri hizmetlerinde bağlı şirketler lehine ayrımcılık yapılması, hizmet fiyatlamasında ayrımcılık yapılmasını vurgular.

37 Raporda, yeni girişlerin zor olmasının ise özellikle sınırlar arası ticareti menfi etkileyeceği söylenmektedir.

ilişkilerin toptan piyasalarda fiyatları azaltıcı etkisi olduğunu göstermiştir (bkz. Kutu 3). Wolak (2005c) Kaliforniya’da yaşanan krizde elektrik şirketlerinin büyük bir oranda spot piyasaya bağımlı olmalarının ve vadeli sözleşme kullanmamalarının önemli bir rol oynadığı sonucuna varmıştır.

Öte yandan son yıllarda Avrupa’da perakende satış faaliyetleri ile üretim arasında bir yeniden bütünleşme eğilimi gözlemlenmektedir. Glachant (2005) bu eğilimi şöyle özetlemektedir: “Elektrik reformları için sınıai referans modeli 1995 ile 2001 arasında tamamen değişmiştir. Tercihler, ticaret ve nihai tüketicilere satışın dikey olarak ayrıştırılmış olduğu yapılardan ... dikey olarak yeniden bütünleşik yapılara yönelmektedir. Bu değişmekte olan sınıai paradigmanın en iyi göstergelerinden biri, mali piyasalar, mali analistler, derecelendirme kuruluşları ve bankaların dikey olarak ayrılmış yapılara karşı değişen yaklaşımlarıdır. Bankacılar ve finans kaynakları sonunda hissedarlar ve şirket yöneticileri ile bir olup dikey bütünleşmenin oynaklığa ve piyasaların devrevi özelliklerine karşı en iyi koruma olduğu sonucuna vardılar” (s. 10). Avrupa’da yeniden bütünleşme eğiliminin aynı zamanda Avrupa çapında ciddi bir yoğunlaşmaya yol açtığı gözlemlenmektedir. Bu yeniden dikey bütünleşme eğilimi rekabet endişelerine yol açmaktadır. Burada endişe duyulan toptan piyasada doğabilecek rekabet sorunlarından çok, perakende piyasalarda doğabilecek rekabet sorunları ve yeni girişlerin engellenmesi olasılığı gibi görünmektedir.

Dolayısıyla elektrik sektöründe perakende ile üretim arasında dikey bütünleşme sorununun tipik bir rekabet meselesi olarak ortaya çıktığını söyleyebiliriz: Bir yanda birleşenler arasında ciddi potansiyel verimlilik artışı, diğer yanda rekabeti engelleme potansiyeli taşıyan bir yoğunlaşma eğilimi. Özellikle üretimde yoğunlaşma düzeyi düşükse, perakende satış ile üretimin bütünleşmesinin rekabet açısından daha az sorun yaratması beklenebilir. Türkiye’de üretimde yoğunlaşmaya getirilmiş olan sınır bu anlamda bir güvence teşkil etmektedir.

Özetlersek dikey bütünleşme konusunda şöyle bir yaklaşım makul gibi gözükmektedir: Dağıtım ile üretim ve/veya perakende satış arasında en azından yasal ayrıştırma düşünülmelidir. Öte yandan perakende satış ile üretim arasında bütünleşme eğilimine toptancı bir yaklaşım getirmek makul gözükmemektedir. Bu tür birleşme taleplerinin her birini kendi içinde değerlendirmek doğru olacaktır.

Tekrar edecek olursak bu mantığın dağıtım özelleştirmeleri hakkında güçlü de bir iması vardır: dağıtım özelleştirmelerinde aslında birbirinden ayrılabilir iki faaliyet özelleştirilmektedir. Yatırımcılar zaten genellikle dağıtım hizmetinden çok bunun yanında gelen perakende hizmeti ile ilgilenir gibi gözükmektedir.³⁸ Dolayısıyla ileride

38 Buna belki kayıp kaçakları azalmaktan kaynaklanacak gelir ilave edilebilir.

tümüyle rekabete açılacak perakende faaliyetlerine özel yatırımcı çekerken, bunu dağıtım şebekesini kontrol etmekten kaynaklanacak muhtemel bir tekel rantı ile ayrıca süslemek iyice gereksiz bir hata olacaktır.

Kutu 3 : Dikey ilişkilerin piyasa gücü üzerindeki etkisi - ABD doğu yakası

ABD’de yeniden yapılanma sürecinde perakende sektöründe şirketler önemli kısıtlar altında çalışıyordu. California, New England ve Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) piyasalarında (ve bu arada ABD’nin diğer piyasalarının çoğunda) yerleşik perakende şirketleri perakende satış fiyatları düzenleme altındaydı ve belirli bir süre dondurulmuştu. Piyasaya yeni giren perakende şirketleri böyle bir kısıtlama altında değildi, ancak yerleşik şirketlerin fiyatlarının dondurulmuş olması, yeni giren firmaların fiyatlamasına da bir tavan etkisi yapıyordu. Dolayısıyla perakende şirketler ciddi bir toptan satış fiyatı riski altındaydı. Farklı bölgelerdeki şirketler bu duruma farklı tepkiler verdiler.

PJM’de perakende şirketlerin çoğu üretim varlıklarını yani dikey bütünleşik yapılarını korudular. Dikey bütünleşme toptan fiyatlardaki belirsizliğe karşı bir koruma (hedge) rolü oynuyordu. Bazı üreticilerin de perakende yükümlülükleri vardı, onların da spot piyasada fiyatları arttırma dürtüleri yoktu.

New England piyasasında ise dikey ayrıştırma çok daha yaygındı. Buradaki perakendeciler fiyat riskini azaltmak için üreticilerle (hatta genellikle kendilerinden ayrılmış olan şirketlerle) uzun dönemli sözleşmeler imzaladılar

California’da ise durum farklıydı. California’daki perakende şirketleri alımlarının büyük bir bölümünü spot piyasadandan yapıyorlardı; bu şirketlerin uzun dönemli sözleşmeleri hemen hemen yok gibiydi. Dikey bütünleşme düzeyi de doğu yakasına göre sınırlı idi. (Kimi yazarlar uzun dönemli sözleşmeleri yokluğunu düzenleyici kısıtlara bağlamakta, kimi yazarlar ise düzenleyicilerin bu tür sınırlar koymamış olduğunu savunmaktadır; bu konuda henüz bir fikir birliği yok gibidir).

Bushnell, Mansur ve Saravia (2005) yaptıkları ekonometrik çalışmada, dikey sözleşme veya bütünleşmenin piyasa performansı üzerinde önemli bir etkisi olduğunu ortaya koydu. Yazarlar simülasyon yolu ile üretici şirketlerin sözleşmeler veya dikey bütünleşmeden ortaya çıkan perakende satış yükümlülükleri hesaba katılmadan ortaya çıkan denge fiyatları ile bu yükümlülükler hesaba katılınca ortaya çıkan denge fiyatlarını karşılaştırdılar. Bu karşılaştırmadan perakende yükümlülüklerin hem New England, hem PJM piyasalarında üreticilerin piyasa gücünü ve dolayısıyla toptan fiyatları azaltıcı etkisi olduğu ortaya çıktı.

Kaynak: Bushnell, Mansur ve Saravia (2005)

6.4 Perakende satış rekabeti

Perakende satışta rekabet en azından 2009'a kadar önemli ölçüde sınırlanmış durumdadır. Çünkü, SB'ne göre hem serbest tüketici sınırı bu tarihe kadar değişmeyecektir,³⁹ hem de serbest olmayan tüketicilerin perakende lisans sahibi dağıtım şirketleri dışındaki tedarikçilerden alım yapması yasaklanmıştır. Burada cevap verilmesi gereken sorular şunlardır: Perakende satış rekabetinin bu kadar ertelenmesinin gereği var mıdır? Bu ertelenmenin toplumsal refah açısından maliyeti yüksek midir?

Perakende satışta rekabet, genel olarak, elektrik sektöründeki serbestleşmenin yarattığı faydaların tüketicilere yansımalarının önemli bir aracı olarak görülmektedir. Perakende rekabetten beklenen, ürün çeşitliliğine yol açması, bu arada da risk alabilecek tüketicilere yönelik olarak, toptan fiyatlardaki dalgalanmalara karşı daha az koruma içeren buna karşılık (veya bu yüzden) ortalama maliyeti daha düşük olan tarife paketlerinin ortaya çıkmasıdır. Beklenen, bu tür tüketicilerin özellikle puant talep zamanlarında tüketimini azaltmayı kabul etmesi, böylece toplam elektrik maliyetinden tasarruf sağlamasıdır. Öte yandan, perakende rekabetin gelişmesinin serbestleşmenin en zor ve maliyetli halkalarından biri olduğu kabul edilmektedir.

Uluslararası deneyim, büyük sınıai tüketicilere yönelik perakende satış rekabetinin önemli refah kazançlarına yol açtığı konusunda bir kuşku bırakmamaktadır. Öte yandan küçük ticari veya mesken tüketicilere yönelik perakende rekabetin etkisi konusunda uluslararası deneyim çok iyimser dersler çıkarılmasına izin vermemektedir. ABD'de perakende rekabetin tesis edildiği eyaletlerde küçük tüketiciler arasında bağımsız perakendecilere geçiş oranı çok sınırlı kalmıştır. Kimi yazarlar İngiltere'de küçük tüketicilere yönelik perakende rekabetin başarılı olduğunu savunmuştur. Örneğin Helm (2003, s. 326),

39 Bu arada EPDK 25 Ocak 2006'da aldığı bir karar ile serbest tüketici limitini 6 milyon kws düzeyine indirdiğini açıklamıştır. Bu karar SB ile gelişmektedir.

İngiltere’de toptan fiyatlarda NETA’nın⁴⁰işlerlik kazanmasından sonra gerçekleşen düşüşlerde perakende rekabetinin önemli bir rol oynadığını söylemektedir. İngiltere aynı zamanda tüketicilerin tedarikçi değiştirme oranının en yüksek olduğu ülkelerden biridir.⁴¹ Öte yandan bazı çalışmalara göre, perakende rekabetinden özellikle küçük tüketicilerin elde ettiği refah kazancı ya çok küçük olmuştur, ya da perakende rekabetin gelişmesi için katlanılan maliyetlere degecek kadar yüksek olmamıştır. Örneğin Waddams Price (2005) bunun en önemli nedenlerinden birinin dikey olarak bütünleşik büyük tedarikçilerin piyasa üzerindeki hakimiyetlerinin kısılamamış olduğunu söylemektedir. Genel olarak küçük tüketicilerin geleneksel tedarikçilerini bırakarak yeni perakendecilere geçmesinin kolay olmadığı, tüketici gözünde bunun riskli bir değişim olduğu, bu yüzden perakendecilerin piyasaya girişte yüksek reklam harcamaları dahil olmak üzere ciddi giriş maliyetleri üstelenmek zorunda kaldıkları görülmektedir.

Perakende rekabete yönelirken ortaya çıkabilecek başka sorunlar da vardır. Bunlardan bir tanesi, rekabet geliştikçe, tedarikçi değiştiren tüketicilerin başında yerleşik dağıtım/perakende şirketinin en kârlı müşterilerinin gelmesidir. Bu da geri kalan müşterilere hizmet götürme maliyetini arttıran bir etken olmaktadır. Dolayısıyla yerleşik işletmecinin küçük tüketicilere yönelik tarifelerinde (özellikle bu tarifeler düzenleniyorsa) müşteri desenindeki değişiklikleri yansıtacak ayarlar yapılabilmesi gerekmektedir. Ayrıca, tüm tüketicilerin serbest statüsü kazandığı bir ortamda, ve yerleşik dağıtım/perakende şirketi bir “temel hizmet” sunmak zorunda ise,⁴² yerleşik işletmecinin müşteri tabanı istikrarsızlık gösterebilir. Yeni perakendecilerin önerdikleri tarifelerin toptan fiyatlara daha esnek olduğu varsayımı altında, toptan fiyatlar azalınca müşteriler bağımsız perakendecilere geçecek, toptan fiyatlar yükselince de yerleşik işletmeciye geri döneceklerdir. Bunun ABD’de ciddi sorunlar doğurduğu söylenmektedir (Joskow 2005, Chao et. al. 2005)

Bir başka konu uzun dönemli sözleşmeler ile perakende satış rekabeti arasındaki muhtemel çelişkidir. Uzun dönemli sözleşmeler hem toptan elektrik fiyatlarındaki dalgalanmalara karşı sigorta işlevi görür hem de üreticilerin toptan piyasadaki fiyatları yükseltme dürtülerini azaltır. Öte yanda, uzun dönemli sözleşmelerin yaygın olması, perakende rekabetin gelişmesini zorlaştırır çünkü perakende faaliyetine yeni giren şirketlerin enerji tedarik etmesini zorlaştırır. Avrupa Komisyonu’nun sektör araştırmasında da (European Commission 2005a) Avrupa’da uzun dönemli sözleşmelerin çok yaygın olduğu, bunun ise spot piyasalardaki likiditeyi azalttığı şeklinde bir endişe dile getirilmiştir.

40 New Energy Trading Arrangements.

41 Avrupa Komisyonu’nun son Uygulama Raporu’na göre (European Commission 2005b) küçük tüketiciler arasında bile tedarikçi değiştirme oranı % 50’den fazladır.

42 Örneğin EPK Md. 2.c’ye göre dağıtım şirketleri kendi bölgelerinde başka tedarikçilerden elektrik alamayan tüketicilere hizmet vermekle yükümlüdür.

Türkiye’de geçiş dönemi sözleşmelerinin geçiş dönemindeki riskleri azaltmak için önemli bir rol oynaması beklenmektedir. Bu sözleşmelerin kullanılması ve serbest olmayan tüketicilere getirilen kısıtlamalar, perakende rekabetin gelişmesinin önemli ölçüde gecikeceğini ortaya koymaktadır. Uluslararası deneyimin ışığında, küçük ticari ve mesken tüketiciler durumunda bunun çok ciddi refah kayıplarına yol açmaması beklenebilir. Muhtemel refah kaybı, serbest tüketici sınırına ulaşamayan büyük tüketiciler arasında olacaktır. Bu refah kaybını önlemenin yolu serbest tüketici sınırının SB’nde öngörülenden daha hızlı bir biçimde düşürülmesidir. Bu şart yerine geldikçe serbest olmayan tüketicilerin konu olduğu perakende satışlarda serbestleşmenin gecikmesi muhtemelen fazla refah kaybı yaratmayacaktır.

6.5 Yükümlenilen sözleşmeler

Türkiye’de yeniden yapılanma sürecinin önemli bir özelliği, yükümlenilen sözleşmelerin varlığıdır. EPK yürürlüğe girmeden önce imzalanmış olan, ve al ya da öde yükümlülükleri içeren bu YİD, Yİ ve İHD sözleşmeleri özellikle ilk yıllarında geçerli olan yüksek satış tarifeleri yüzünden elektrik sisteminde karşılanması gereken ek bir maliyet oluşturmaktadır. TETAŞ temel olarak bu sözleşmelerin finanse edilebilmesi için kurulmuştur. 1999 ve 2001 yıllarında talebin beklenmeyen bir biçimde düşmesi ile ortaya çıkan kapasite fazlası ortamında bu sözleşmelerden alınmak zorunda olunan elektrik yüzünden EUAŞ’ın daha ucuz santralleri devre dışı bırakılmak zorunda kalmıştır. Öte yandan bu sözleşmelerdeki tarifelerin zaman içinde düşecekleri bilinmektedir, bir süre sonra yükümlenilen sözleşmelerdeki ortalama tarifenin TETAŞ ortalama alış fiyatını altına düşmesi beklenmektedir. Bu bölümde bu konuyu irdelemek IBS Research International (2006) tarafından yapılan çalışmanın temel sonuçları aktarılacak, bu çerçevede yükümlenilen sözleşmelerin getirdiği yük tartışılacaktır.

6.5.1 Yükümlenilen sözleşmelerin özellikleri

Tablo 5’te YİD, Yİ ve İHD sözleşmeleri yolu ile yapılan santrallerin bir listesi verilmektedir.

Tablo 5 :YİD, Yİ ve İHD santralleri

Sözleşme tipi	İl	Santral	Şirket	Yakıt	MW	Tamamlanma veya devir tarihi
YİD	Kocaeli	Gebze	Ova Elektrik	Doğal gaz	258	21.01.1997
YİD	İstanbul	Esenyurt	Doğa Enerji	Doğal gaz	189	22.05.1999
YİD	Tekirdağ	M. Ereğli	Unimar	Doğal gaz	504	05.06.1999
YİD	Tekirdağ	M.Ereğli	Trakya Elektrik	Doğal gaz	499	12.06.1999
YİD	Şanlıurfa	Birecik	Birecik HES A.S*	Hidro	672	04.10.2001
YİD		Diğer YİD Hidro		Hidro	211	
YİD		YİD rüzgar		Rüzgar	17	
İHD	Ankara	Çayırhan I-II		Linyit	620	30/6/01, 4/10/01
İHD	Elazığ	Hazar 1,2		Hidro	30	10.12.1996
Yİ	Sakarya	Adapazarı	Intergen-Enka*	Doğal gaz	770	09.10.02
Yİ	Kocaeli	Gebze	Intergen-Enka*	Doğal gaz	1,54	26.10.02
Yİ	İzmir	İzmir Aliağa	Intergen-Enka*	Doğal gaz	1,52	Ara.02
Yİ	Ankara	Ankara	Tractebel	Doğal gaz	770	Ara.03
Yİ	Hatay	Isken Sugözü	Steag-RWE-OYAK	İthal kömür	1,21	Şub.04
Toplam					4.544,27	

Kaynak: IBS (2006)

YİD modeli altında toplam 17 santral yapılmıştır. Bunların arasında görece büyük olanları 4 doğalgaz santrali ile bir hidroelektrik santralidir. Bunlar 1999-2001 yıllarında üretime geçmiştir. Yİ modeli altında ise 1997 yılında 5 santral ihaleye açıldı. Bunların 4ü doğalgaz, biri ithal kömür ile çalışmaktadır. Bu santraller de 2002-2003 yıllarında devreye girmiştir. İHD modeli altında yapılmış olan sadece 4 santral vardır, bunların 2si linyit kullanmaktadır, ikisi de hidroelektrik santrallerdir.

Aşağıda görüleceği gibi, bu modeller altında yapılan santrallerin maliyetleri önemli farklılıklar göstermektedir. Tablo 6 modeller arasında genel bir karşılaştırma sunmaktadır.

Tablo 6: YİD, Yİ ve İHD sözleşmelerinin özellikleri

	Kurulu Güç (MW)	İhale	Al ya da öde	Yeni özel varlık	Rekabet sınırları	Tarife ön yüklemesi
YİD	2,349	Hayır	75%	Hayır	Evet	Yüksek
İHD	330	Evet	75%	Hayır	Evet	Sınırlı
Yİ	5,810	Evet	85%	Evet	Evet	Sınırlı

Kaynak: IBS (2006)

YİD santrallerini diğerlerinden ayıran ve bu modelin Türkiye özelindeki uygulanmasının en çok eleştirilebilecek özelliği, bu santrallerin yatırımcılarının ihale yolu ile belirlenmemiş olmasıdır. Yatırımcıların belirlenme sürecinde rekabeti tesis edilmemiş olması, kendini doğrudan doğruya yüksek yatırım maliyeti olarak göstermiştir.

YİD sözleşmeleri normalde gaz santralleri için 20 yıllık, hidroelektrik santralleri için ise 15-40 yıllık olmuştur. Üretimin yaklaşık yüzde 85'i al ya da öde hükümleri altındadır. Bu tür sözleşmelerde aynı zamanda gaz yakıt garantisi vardır (BOTAS gaz tedarik edemediğinde bundan doğan maliyet devlet tarafında karşılanmaktadır). Elektrik maliyetinin dört unsuru vardır:

- 1) Yatırım maliyeti: Bu zaman içinde azalan bir eğilim gösterir. Çoğu kez bu tutar üzerinde bir eskalasyon faktörü uygulanmamıştır.
- 2) Yakıt maliyeti. Bu doğrudan tüketiciye yansıtılır.
- 3) Sabit işletim maliyeti. Bunun da genellikle eskalasyonu yoktur.
- 4) Değişken işletim maliyeti. Bunun miktarı sabit işletim maliyetine göre çok düşüktür ancak bu miktara eskalasyon uygulanmaktadır.

Türkiye'deki YİD'lerin bir başka önemli özelliği, tarife ön yüklemesine tabi olmasıdır. Yatırımcının yatırım maliyetini çabuk çıkarmasına izin verebilmek için, bu sözleşmelerin tarifeleri ilk yıllarda çok yüksek olmakta, ileriki yıllarda da hızlı bir biçimde düşmektedir. Yani bir anlamda üretilen elektriğin zamanlar arası fiyatlamasında bir kaydırma gerçekleştirilmiştir. Örneğin bir spot piyasa olsaydı, YİD tarifeleri ilk yıllarda spot

fiyatların üzerinde sonraki yıllarda da altında olabilirdi. Kullanılan ıskonto haddine göre, aynı yatırım maliyetini, zamanlar arası farklı tarife dağılımları karşılayabilir. Yatırımın maliyet etkinliği açısından önemli olan, yatırımın toplam maliyetidir.

Burada bir noktayı daha vurgulamak gerekir: Bir YİD projesinde, eğer devir zamanı devlete devredilecek olan varlıklar ekonomik değerlerini tamamen yitirmemişlerse (genelde yitirmediği varsayılıyor) ve bu devir bedelsiz yapılacaksa, o zaman örneğin bir spot piyasanın fiyatlamasına göre YİD tarifesinin bir miktar ön yüklemeli olması kaçınılmazdır. Çünkü, yatırım maliyeti ile o varlıkların yaratacağı nakit akışının net bugünkü değerinin birbirine eşit olması beklenir. Devir ise varlıkların ekonomik ömürlerinin son yıllarında nakit akışın yatırımcıya değil devlete geçeceği anlamında gelir. Bu nakit akışı transferinin bir biçimde devirden önce karşılanması gerekir, bunun da bir yolu devir öncesi tarifeleri yüksek tutmaktır.

Son olarak bu sözleşmelerin içerdiği özendirimlerden söz etmek yararlı olacaktır. Bir kere sözleşmeler ihale yolu ile dağıtılmadığından toplam yatırım maliyetinin etkin bir şekilde belirlenme ihtimali son derece düşüktür (nitekim aşağıda görüleceği gibi YİD yatırım maliyetleri Yİ'ninkilere göre çok yüksek olmuştur). Yakıt maliyeti tümüyle tüketicilere yansıtıldığından üreticilerin ucuz yakıt tedarik etme özendiriminin olmadığı söylenebilir. İşlem ve yatırım maliyetinin sözleşme başında belirlendiğini varsayarsak elektrik maliyetinin bu bileşenlerinin maliyetleri azaltıcı bir özendirim içerdiği söylenebilir; bu varsayım altında maliyet verimliliğindeki tüm iyileşmeler şirkette kalacak, tüketicilere yansımayacaktır.

Yap İşlet projeleri ihale yolu ile gerçekleştirildi. Yİ projelerinde projenin özelliklerini hükümet belirliyordu, yatırımcılar yatırım bedeli üzerinde teklif veriyor, yatırım bedelleri de kws cinsinden elektrik fiyatına çevriliyordu. Yapılan sözleşmelerin unsurları YİD sözleşmelerine benziyordu, şu farkla ki sözleşme dönemi sonunda varlıklar kamu mülkiyetine geçmiyordu.

Tablo 7'de YİD ile Yİ sözleşmelerinin yatırım maliyetleri karşılaştırılmaktadır. Tablo, Yİ projelerinin YİD projelerinin birim kurulu güç başına daha ucuz olduğunu göstermektedir. Kuşkusuz burada YİD projelerindeki tesislerin sözleşme dönemi sonunda kamuya devrinin yarattığı ek maliyeti de göz önünde bulundurmak gereklidir. IBS'e göre bunun için yapılan düzeltmeden sonra bile YİD projeleri Yİ projelerinden yüzde 70-80 oranında daha pahalı olduğunu söylemektedir.⁴³

43 Tablo 7'de yer alan Bursa projesi Mitsubishi-Enka'nın kamu için inşa ettiği santraldir.

Tablo 8’de yer alan Bursa projesi Mitsubishi-Enka’nın Kamu için inşa ettiği doğalgaz çevrim santralının maliyetini yansıtmaktadır. IBS’e (2005) göre bu santral için açılan ihalede Mitsubishi ve Enka’nın verdiği düşük fiyat, ETKB’nın elindeki YİD projelerini yeniden değerlendirmeye iten etkenlerden biri oldu.⁴⁴

Tablo 7: Farklı Modellerin Yatırım Maliyetleri

	İl	Santral	Kurulu Güç	Yatırım maliyeti (milyon \$)	Yıl	Maliyet (2004 sabit fiyat)	2004 \$/kW
YİD	Istanbul	Esenyurt	189	158	1999		1,072
YİD	Kocaeli	Ova Elektrik	258	203	1997	259	1,003
YİD	Tekirdag	M. Ereğli Unimar	504	561	1999	717	1,423
YİD	Tekirdağ	M.Ereğli Trakya Elektrik	499	533	1999	681	1,366
Kamu	Bursa	EUAS	1,409	683	1995	849	602
Yİ	İzmir	Aliğa	1,520	873	2002	919	605
Yİ	Ankara	Tractebel	770	480	2003	496	644
Yİ	Sakarya	Gebze DG	1,540	885	2002	931	605
Yİ	Sakarya	Adapazarı DG	770	442	2002	466	605

Kaynak: IBS (2006)

İHD projeleri de ihale yolu ile dağıtılmıştır⁴⁵ Bu sözleşmelerde yatırımcı belirli bir miktar yatırım taahhüt ediyor, sözleşme süresince üzerinde anlaşılmış bir tarifeden (bu tarife de zaman için de değişebiliyordu) de elektriği kamuya satıyordu. Fiyatlar ya dönemler itibari ile sabitti ya da belirli unsurları ABD tüketici fiyat endeksine göre arttırılıyordu. Yani bu sözleşmeler de temelde sabit fiyat düzenlemesi içeriyordu, maliyet verimliliğini özendiriyordu, ancak bunu tüketiciye yansıtmıyordu.

6.5.2 Yükümlenilen sözleşmelerin etkileri

Bu bölümde yükümlenilen sözleşmelerin maliyet ve fiyat etkileri hakkında IBS (2006) tarafında yapılan çalışmanın ana bulguları özetlenecektir. IBS tarafından hazırlanan

⁴⁴ IBS’e göre bu ihale proje geliştirme, arazi ve finansman maliyetlerini içermiyordu. Son sütundaki rakam, bu maliyetlerin projenin yüzde 25’ine eşit olduğu varsayımı altında düzeltilmiş yatırım maliyetini vermektedir.

⁴⁵ Çayırhan santrali durumunda potansiyel işletmecilerden teklifler alınmış, tekliflerden biri kabul edilmiştir. Hazar 1 ve Hazar 2 santrallerinde ihale yapılmış, sonra ihalede yeterli rekabet ortamının olmadığı gerekçesiyle iptal edilmiş, daha sonra işletme hakkı ihaleye katılan şirketlerden birine verilmiştir.

çalışmanın temelinde IBS'in hazırlamış olduğu bir elektrik arz modeli yatmaktadır. Bu model Türkiye'deki tüm elektrik santrallerini içermekte, santral maliyetleri hesaplanırken yakıt fiyatlarındaki değişimler de göz önünde bulundurulmaktadır. Modelin çözümünde santraller maliyetlerine göre bir ekonomik sıralamaya sokulmakta, böylece toplam talebi karşılamak için hangi santrallerin kullanılacağı belirlenmektedir. IBS bu modeli, yükümlenilen sözleşmelerin maliyetini bulmak için kullanmıştır.

Kuşkusuz yükümlenilen sözleşmelerin maliyetini hesaplamaya çalışmak riskler barındıran bir uğraştır. Böyle bir çaba her şeyden önce referans oluşturacak, oldukça ayrıntılı varsayımlar içeren bir alternatif senaryo üretmek zorundadır. Bu alternatif senaryo hakkındaki iyimserlik düzeyine göre yükümlenilen sözleşmelerin görece maliyeti de yüksek veya düşük olacaktır. Geleceğe ilişkin kestirimler ise yakıt fiyatları hakkında belirli varsayımlara dayanmak zorundadır.

IBS'in çalışmasındaki varsayımlar şunlardır: YİD varlıklarının sözleşme dönemi sonunda devlete devredildiklerindeki zamanki değerini (devir değeri) bulmak için yatırım tutarına % 6 oranında iskonto haddi uygulanmıştır. Elektrik enerjisi fonundan yapılan ödemeler negatif yatırım olarak değerlendirilmiş ve toplam yatırım değerinden düşülmüştür. İHD yatırımcılarının devir ödemeleri ve yaptıkları yatırımlar devlet adına yapılmış yatırımlar gibi değerlendirilmiştir. Karşılaştırma yapılan referans senaryoda ise, aynı kurulu güce sahip benzer santrallere özel kesim yerine devletin yatırım yaptığı ve dönemin en ileri teknolojisini kullandığı varsayılmıştır. Bu durumda santrallerin işletme özellikleri için de TEİAŞ'ın Ekim 2004 tarihli üretim öngörülere raporu kullanılmıştır. Bu yolla elde edilen veriler burada "kamu referans maliyetleri" olarak adlandırılacaktır. Sözleşmelerin maliyetlerini hesaplamak için ise 2004 Sayıştay raporunda verilen rakamlar kullanılmış, bunlar IBS'in tahminleri ile desteklenmiştir. Kuşkusuz, raporun kendisinde de belirtildiği gibi, elde edilen sonuçlar yapılan varsayımların ayrıntılarına yakından bağlıdır ve sonuçlar bu gözle değerlendirilmelidir.

Çalışmada sözleşmelerin görece maliyetleri iki biçimde hesaplanmıştır. Birincisinde sözleşme ve yakıt türlerine göre doğrudan satış fiyatları tahmin edilmiştir. Raporla buna fiili (actual) maliyet adı verilmiştir. İkinci hesaplamada bu rakamlara iki düzeltme yapılmıştır: 1) YİD santrallerinde devir değeri akım haline getirilmiş ve gerçek elektrik fiyatlarından çıkarılmıştır. 2) Santrallere elektrik fonundan yapılan ödemeler ise yine akım haline getirilerek gerçek elektrik maliyetine eklenmiştir. Gerçek elektrik fiyatına yapılan bu düzeltmeler ile "efektif" elektrik maliyeti veya fiyatı bulunmuştur.

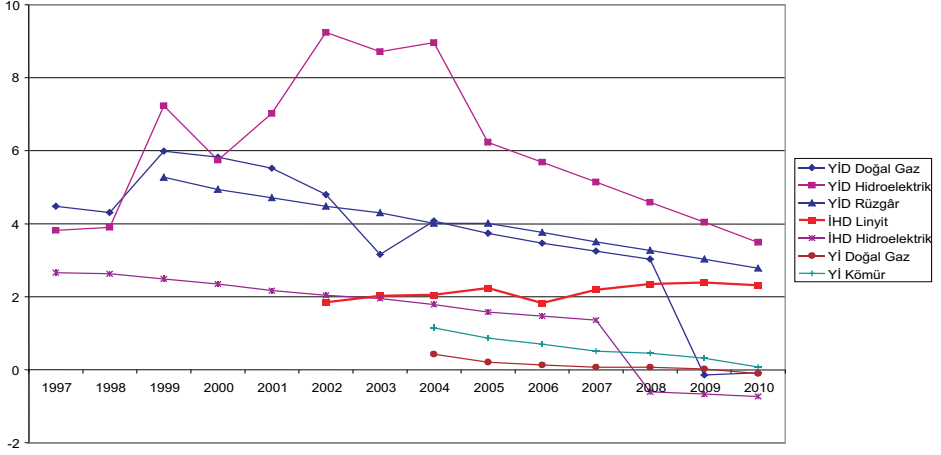
Hangi göstergenin daha doğru olduğu karşılaştırma amacına bağlıdır. Eğer amaç yükümlenilen sözleşmelerin tüketici refahı üzerindeki etkisi hakkında bir fikir sahibi

olmak ise, o zaman gerçek maliyetler daha doğrudan bir fikir verecektir. Eğer amaç bu sözleşmelerin devlete maliyetini birim enerji maliyeti şeklinde ifade etmekse o zaman “efektif” maliyetleri değerlendirmek daha uygun olacaktır.

Grafik 1, yükümlenilen sözleşmelerin içerdiği ek maliyet tahminlerini, yani sözleşmelerdeki “fili” maliyet ile kamu referans maliyetleri arasındaki farkı göstermektedir. Grafik hakkında şu gözlemleri yapmak mümkündür. Birincisi, yükümlenilen sözleşmelerin ek maliyeti, özellikle ilk yıllarda, yüksek olmuştur. En yüksek maliyetler, YİD sözleşmelerindedir. Bunlar arasında YİD hidroelektrik santralleri özellikle göze çarpmaktadır, bunların kurulu gücünün toplam içindeki payı fazla yüksek değildir (Birecik Barajı 672 MW, diğerleri 211 MW). (Bakınız ek tablo 3). Buna karşılık BO sözleşmelerinin getirdiği ek maliyet görece düşüktür. İkincisi, beklendiği gibi sözleşmelerin ortaya çıkardığı ek maliyet, linyit İHD’si hariç zaman içinde azalmaktadır. Üçüncüsü, bazı santrallerde bu fark 2007-2009 itibariyle sıfırın altına inmektedir; yani bir anlamda bu santrallerin sisteme yüklediği ek maliyet ortadan kalacak bu santraller “görece ucuz” santraller haline gelecektir. Bu eğilime uymayan santraller YİD hidroelektrik, YİD rüzgar ve İHD linyit santralleridir. Bu santrallerin toplam kurulu gücü yaklaşık 1500 MW kadardır, bu ise yükümlenilen sözleşmelere tabi kurulu gücün yaklaşık 1/3’ü kadardır.

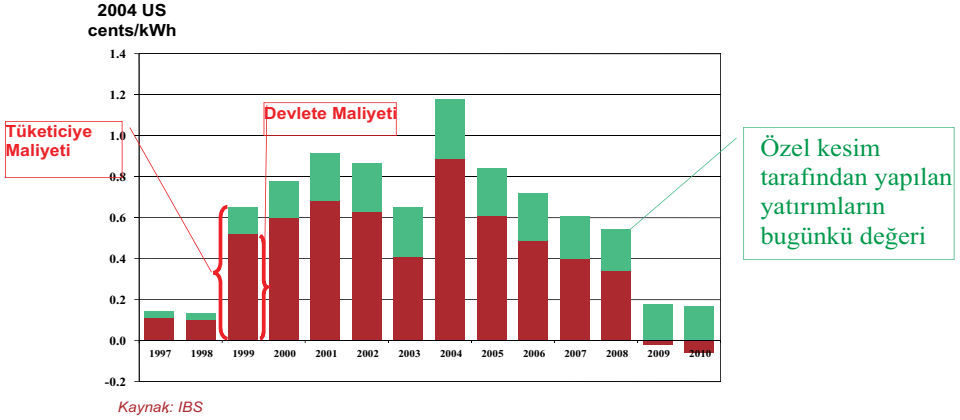
Grafik 2’de yükümlenilen sözleşmelerin elektrik fiyatında yarattığı toplam ek maliyet gösterilmektedir. Bu rakamlar, sözleşmelere tabii olan elektriğin yarattığı ek maliyetin toplamının toplam elektrik tüketimine bölünmesi ile bulunmuştur. Buna göre bu sözleşmeler 1999-2003 yılları arasında elektrik fiyatlarını kws başına yaklaşık 0.6-0.8 cent kadar artırmış, yaratılan ek maliyet 2004 yılında en yüksek düzeyi olan 1.18 cent/kws’a ulaşmıştır. 2005’ten itibaren ek maliyetin hızla azalması beklenmektedir. Grafik’te aynı zamanda bu sözleşmelerin devlete maliyeti de verilmektedir, devlete maliyet kavramından kasıt sözleşmelere bağlı elektriğin yukarıda tanımlandığı şekli ile efektif maliyetinin toplam elektrik maliyetinde yarattığı artıştır. İBS, bu maliyetin 2010 yılından itibaren sıfırın altına ineceğini tahmin etmektedir.

Grafik 1: Yükümlenilen Sözleşme Tiplerinde Elektrik Ek Maliyeti (US Cent/kws)



Kaynak: IBS (2006)

Grafik 2: Yükümlenilen Sözleşmelerin Elektrik Fiyatına Etkisi



Kaynak: IBS

6.5.3 Değerlendirme

Yükümlenilen sözleşmelerin en önemli ve de eleştirilen özelliklerinden biri, al ya da öde hükümleri yolu ile hem yatırımcıyı her türlü ticari riskten korunması, hem de bu santrallerin üretimde rekabetin gelişmesine bir katkıda bulunmamasıdır. Öte yandan rekabeti geliştirmek üzere yeniden yapılandırma sürecine giren piyasalarda yaygın bir biçimde kullanılan geçiş sözleşmelerinin de benzer işlevler yüklediği söylenebilir. Gerçekten örneğin İngiltere’de kullanılmış olan, geçiş dönemi sorunlarını azaltmak için kullanılması tavsiye edilen geçiş dönemi sözleşmelerinin Türkiye’de de kullanılması öngörülmektedir. Öte yandan YİD ve Yİ sözleşmelerinin kiminde öngörülen yakıt

garantilerinin de serbest piyasada oluşacak sözleşmelerde bulunma ihtimali vardır. Sonuç olarak geçiş sözleşmeleri karşılıklı risk azaltma sözleşmeleridir. Bu durumda YİD ve Yİ sözleşmelerinin geçiş dönemi sözleşmelerinden ne farkı vardır?

Bu farkları şu şekilde sıralamak mümkündür. Birincisi, yatırımcılara verilen garantinin süresidir. Söz konusu garantilerin ortalama 20 yıllık olduğu söylenebilir. Oysa geçiş sözleşmeleri ise genelde daha kısa sürelidir (5 yıl) üstelik zaman içinde kapsamının azalması, bunların yerini piyasada oluşan sözleşmelerin alması beklenmektedir. İkinci fark, YİD sözleşmelerinin herhangi bir rekabet içermeyen bir mekanizma ile verilmiş olmasıdır. Rekabet eksikliğinin muhtemelen yatırım maliyetini ciddi bir biçimde arttırmış olabileceği yukarıda belirtilmişti. YİD modelinin Türkiye uygulamasının en olumsuz yanı muhtemelen rekabet boyutunun eksik olmasıdır.

Özellikle YİD sözleşmelerinin eleştirilen bir başka boyutu yüksek özellikle ilk yıllarda tarife ön-yüklemesi yüzünden yüksek tarifelere içermesidir; bu eleştiri kimi zaman yatırımcıların haksız kazanç sağladığı, kimi zaman devletin iyi pazarlık etmediği şeklinde ortaya çıkmaktadır. Yukarıda değinildiği gibi, YİD modeli tesislerin devlete bedelsiz devrini içerdiği için tarife ön yüklemesinden kaçınmak mümkün değildir. Burada esas sorun yine rekabet eksikliğinden dolayı yatırım maliyetinin yüksek olmuş olmasıdır. Devletin pazarlık gücünü arttırmanın, sözleşmeler hakkında şüpheleri gidermenin en etkin yolu bu tür sözleşmelerin saydam ihaleler yolu ile dağıtılmasıdır. Son olarak Türkiye bağlamında YİD ve Yİ sözleşmelerinin eleştiri almalarının bir başka nedeni, iyi denetlenemediklerine ve kimi projelerin tasarlanması veya hayata geçmesi sırasında usulsüzlüklerin ortaya çıktığına ilişkin iddialardır. Bu iddiaların bir bölümü Devlet Denetleme Kurulu ve Sayıştay'ın konu ile ilgili raporlarında yer almıştır.

6.6 Arz güvenliği ve yatırımlar

Uluslararası deneyim, elektrik sektörünün yeniden yapılanmasında kaynak yeterliliğinin (talebi karşılayacak ve özellikle yeterli yedek kapasiteyi sağlayacak yatırımların yapılması) önemli bir sorun olarak ortaya çıktığını göstermiştir. Yukarıda da belirtildiği gibi eksi sistemde yatırım ve yedekler sorunu sonuç olarak bir planlama sorunu idi. Yeniden yapılandırılmış sistemde ise, birbirinden bağımsız hareket eden oyuncuların ekonomik dürtüleri önemli rol oynamaktadır.

Bu bağlamda sorulacak ilk soru şudur: Toptan fiyatlar yatırımlar için gerekli sinyalleri verir mi? Bir başka ifade ile “sadece enerji” (yani sadece elektriğin alınıp satıldığı) piyasalar yeterli midir? Bu soruya farklı cevaplar verilmektedir. Hogan (2005), sadece enerji piyasalarının yatırımlar için yeterli işareti verdiğini söylemektedir. Joskow, Chao

v.d. gibi yazarlar ise bu fikirde değildir. Sadece enerji piyasalarının kısa dönemde yeterli yedek kapasitenin bulundurulması, uzun dönemde kaynak yeterliliğinin sağlanması için yeterli olmadığına ilişkin başlıca ekonomik argümanlar şunlardır. Toptan piyasalar tam rekabet şartlarına sahip olsalardı, o zaman tüketicilerin arz güvenilirliğine ilişkin tercihleri ile güvenilirliği sağlamanın maliyeti arasında bir denge veya eşitlik kurulurdu. Spot piyasasında gözlemlenen yüksek fiyatlar, üreticilerin bulundurduğu kapasitenin maliyetini karşılayacak kadar gelir yaratırdı. Fakat toptan piyasalarda belirli aksaklıklar vardır. Bunlar arasında, güvenilirlik hakkındaki tüketici tercihlerinin piyasaya yansımaması, talep tarafında gerçek zamanlı duyarlılığın sınırlı olması, risk azaltan mali enstrümanların sınırlı olması sayılabilir (Joskow, 2003). Bunların yanı sıra, uzun süreli yüksek toptan fiyatlara müsaade etmek siyasi olarak mümkün olmayabilir. Hatta, düzenleyiciler veya rekabet otoriteleri, fiyatların ekonomik kıtlık sonucu mu yoksa piyasa gücünden mi arttığını ayırd edemeyebilirler. Bu durumda düzenleyiciler aşırı yüksek fiyatlara müdahale edebilirler, üst sınırlar koyabilirler. Bu argümanlar ışığında Türkiye gibi ülkelerde bir kapasite mekanizmasının gerekli olduğu sonucuna varılabilir.

Eğer sadece enerji piyasalarının yetersiz olduğuna inanılırsa, o zaman bir kapasite mekanizmasının kurulması gerekir. Bu çeşitli şekiller alabilir, örneğin kapasite ödemeleri (fiyat belirleyip kapasite miktarının belirlenmesini piyasaya bırakmak, İngiltere'deki POOL sisteminde böyle bir sistem kullanıldı), veya kapasite zorunlulukları tesis edilebilir (perakende satış yapan şirketlerin tutmak zorunda olduğu kapasiteleri belirleyip fiyatların belirlenmesini piyasaya bırakmak, ABD'deki ana eğilim).

Türkiye'de şu anda bir kapasite mekanizması yoktur ancak bu konuda bazı çalışmalar olduğu anlaşılmaktadır (TEİAŞ, 2004).

7 Dağıtımda yeniden yapılanma, tarife düzenlemeleri ve mevcut tarife yapısı

Reform sürecinin önündeki önemli adımlardan biri, dağıtım varlıklarının özelleştirilmesidir. Dağıtım, tarifeleri düzenlemeye tabi olan faaliyetlerden biridir. Dağıtımda ortaya çıkan an önemli sorunlardan biri de dağıtım maliyetlerini arttıran ve bölgeler arasında ciddi farklılıklar gösteren kayıp ve kaçaklardır. SB ile kayıp ve kaçakların bir eşitleme mekanizması geliştirilmesi öngörülmüştür. Bu mekanizma bir biçimde tarife düzenlemeleri ile eklenenecektir. Bu bölümde önce öngörülen tarife düzenlemelerini irdelemek, bu düzenlemelerin gerek kayıp kaçakları gerek maliyetleri düşürmeye yönelik içerdikleri özendirimleri tartışmak, bunlar ışığında eşitleme mekanizmasını değerlendirmektir.

7.1 Tarife düzenlemelerine ilişkin genel ilkeler

Tarife düzenlemeleri, kurulması öngörülen piyasa mekanizmasının çok önemli bir parçasıdır. Tarife düzenlemeleri her şeyden önce rekabetin eksik olduğu ortamlarda hizmet sunan işletmecilerin tekel rantı elde etmelerini önlemeyi ve dolayısıyla bu hizmeti kullanan tüketicilerin (hem nihai tüketiciler, hem de örneğin dağıtım veya iletim hizmeti kullanan diğer piyasa katılımcıları) refahını korumayı hedefler. Ancak düzenlemeler bunun yanı sıra, tarifeleri düzenlenen şirketlerin maliyetleri düşürmeye ve maliyet etkinliğini sağlamaya yönelik dürtülerini de yakından etkilerler. Hatta, maliyet etkinliğini sağlama hedefi ile tekel rantını sınırlama hedefleri arasında çoğu kez bir gerilim vardır. Türkiye’de özellikle dağıtımda maliyetleri düşürmek önemli bir politika hedefi olduğundan, tarife düzenlemelerine temel yaklaşımları ve bunların gerek tekel rantları gerek maliyet etkinliği üzerindeki etkilerini gözden geçirmek yararlı olacaktır.

Tartışmaya girmeden önce, bir şirket ile onun tarifelerini düzenleyen düzenleyici kuruluş arasındaki ilişkiyi bir miktar tasvir etmekte yarar vardır. Hizmet sunan şirketlerin çeşitli maliyet unsurları vardır. Bunların bir kısmı şirketin kontrolü altındadır bir kısmı da değildir. Örneğin bir gaz santralinin kullandığı gazın fiyatı şirketin kontrolünde değildir. Ancak bu gazın ne kadar verimli kullanıldığı ise şirketin daha fazla kontrolü altındadır. Öte yandan şirketin kendi maliyetleri (veya bu maliyetlerin maliyet düzeyine ne kadar yakın olduğu veya şirketin ne kadar verimli çalıştığı) hakkında düzenleyici kuruluşa göre daha fazla bilgisi vardır. Düzenleyici kuruluş, çoğu kez şirketin maliyetlerini düşürmek için yeterince çaba harcıyıp harcamadığını veya verili üretim miktarı ve kalite için asgari maliyetlerin ne olabileceğini gözlemleyemez. Dolayısıyla, düzenleyici kuruluş, şirkete göre eksik bilgi altında çalışmaktadır. Gerçekten düzenleyici otoriteler bu eksik bilginin verdiği dezavantajı azaltmak için örneğin şirketlerin muhasebe standard ve kayıtlarının yetkin olmasını şart koşarlar. İşte tarife düzenlemesi hakkında kullanılan yöntem, bu bilgi eksikliği ortamı içinde şirketlerin maliyet azaltma dürtülerini farklı biçimlerde etkilerler.

Tarifelerin düzenlenmesinde son 20-25 yıl öncesine kadar en yaygın olarak kullanılan yöntem “getiri oranı” veya “hizmet maliyeti” düzenlemesi olmuştur.⁴⁶ Bu yöntemde tarifesi düzenlemeye tabi olan şirketin yıl içinde karşılamak zorunda olduğu giderleri hesaplanır. Bu giderlerin arasında işletme giderleri ile sermaye giderleri de bulunur ve giderler hesaplanırken sermayenin belirli (makul) bir oranda getiri elde edeceği varsayılır. Daha sonra ise, talep verili iken, bu toplam maliyeti karşılamaya yetecek tarife yapısı belirlenir. Bu tarife yapısı, herhangi bir nedenden dolayı şirketin (örneğin maliyetlerin artması) veya düzenleyici otoritenin (örneğin kârlılığın aşırı artması halinde) tarifeleri

⁴⁶ Aşağıda göreceğimiz nedenlerden dolayı, bu yaklaşıma “maliyet artı” yaklaşımı da denmiştir.

değiştirmek üzere başvuruda bulunmasına kadar geçerli kalır. Dolayısıyla tarifeler her an gelirleri maliyetlere eşitleyecek biçimde yeniden ayarlanmaz; tarife ayarlama dönemleri arasında geçen zamana düzenleyici gecikme adı verilmiştir.

1980’lerde hizmet maliyeti yöntemi eleştirildi. İngiltere’de özellikle British Telecom’un özelleştirilmesi ile ortaya çıkan alternatif bir yaklaşım popüler olmaya başladı. Hizmet maliyeti düzenlemesine getirilen en önemli eleştirilerden biri, düzenlenen şirketi maliyetlerini azaltmaya yönlendirecek dürtülerin zayıf olmasıydı. Tarifeler maliyetleri karşılayacak bir biçimde belirlendiğinden, maliyetler yüksek de olsa nasıl olsa bu artış tüketiciye yansıtılacaktı. Benzer şekilde, şirket maliyetlerini düşürse, bu tarifelerin de düşmesine neden olacaktı, dolayısıyla şirket maliyetlerini düşürerek ek bir kâr elde etmesi mümkün değildi.⁴⁷

1980’lerden itibaren popüler olamaya başlayan yöntem ise tavan fiyat düzenlemesidir ve bu yöntem genel olarak “özendirim düzenlemesi” denen yaklaşımın bir örneği olarak görülmektedir. Bu düzenleme tarzına verilen bir başka isim ise “performansa dayalı tarifeleme”dir (performance-based ratemaking). Saf haliyle, tavan fiyat düzenlemesi, belirli süre boyunca (gözden geçirme süresi), sunulan hizmetlerin tarifelerinin ağırlıklı ortalamasında kaydedilecek artışa, enflasyon eksi verimlilik faktörü kadar bir sınır getirilmesi anlamına gelmektedir. Bir başka ifade ile, mevcut ortalama fiyatı P_0 ile gösterecek olursak, bir sonraki dönemde izin verilecek olan ortalama fiyat, P_1 , şu denkleme uymak zorundadır:

$$P_1 = P_0 (1 + \text{enflasyon} - X).$$

Burada X verimlilik faktörüdür ve düzenleyici kuruluş tarafından baştan belirlenir ve en azından ilkesel olarak gözden geçirme süresi boyunca sabit kalır. Verimlilik faktörünün sıfırdan büyük belirlenmesi durumunda, hizmet tarifelerinin ağırlıklı ortalamasının artış hızı enflasyonun altında kalacak, hatta duruma göre negatif bile olabilecektir. Düzenleyici kuruluş, verimlilik faktörünü belirlerken, düzenlenen şirketin maliyetlerini ne kadar düşürebileceği konusunda bir kestirim yapar ve şirketi bu indirim yapmaya özendirir.⁴⁸ P_0 ya mevcut ortalama fiyattır, veya düzenlemenin başladığı dönemde maliyetlere bağılı olarak belirlenebilir.

Bu çalışmanın konusu açısından, en azından saf hali ile, tavan fiyat uygulamasının

47 Aşağıda görüleceği gibi bu eleştiri tam anlamıyla doğru değildir. Çünkü, düzenleyici gecikme döneminde tarifeler değışmediğinden, maliyetlerde bu dönemde gerçekleşen azalmalar doğrudan kâra yansır.

48 Kuşkusuz verimlilik faktörü sıfırdan küçük olarak da belirlenir. Bu durumda tarifelerin ağırlıklı ortalamasının, enflasyonun üzerinde bir artış göstermesine de izin verilmiş olur. Örneğin, düzenlenen şirketin işletme maliyetlerinin artmak zorunda olduğu veya yatırım yapması gerektiği durumlarda verimlilik faktörü sıfırdan küçük belirlenebilir.

hizmet maliyeti yaklaşımına göre ayırdedici önemli bir özelliği vardır. Tavan verili iken, maliyetlerdeki her birim azalma doğrudan doğruya kâra dönüşeceğinden, şirketler, maliyetleri azaltmak konusunda daha istekli olacaktır.

İki yöntem arasında maliyet etkinliği arasındaki farkı daha berrak bir biçimde görmek için bu tartışmayı biraz ayrıntılandırmakta yarar vardır. Dikkat edilirse, maliyetlerin verili olduğu ve şirketin kontrolü altında olmadığı durumlarda iki yaklaşım arasında bir fark kalmaz. Aynı şekilde, düzenleyici otoritenin maliyetler hakkında şirket kadar bilgiye sahip olduğu ortamlarda da iki yaklaşım arasında bir fark olmayabilir. Aradaki fark, eksik bilginin varlığından ortaya çıkmaktadır. Düzenleyici otorite, maliyetleri veya maliyet azaltmak için gerekli olan çaba ve yatırımı doğrudan gözlemleyemediğinden veya kontrol edemediğinden, fiyat düzenlemesinin şirkete ne tür bir özendirim sunduğunu göz önünde bulundurmamak zorundadır.

Tarife düzenlemesini belirlerken, düzenleyici otoritenin göz önünde bulundurmamak zorunda olduğu bir kısıt daha vardır: Sonuç olarak tarifeler, şirketin makul bir kâr dahil olmak üzere en azından başa baş kalmasını sağlamak zorundadır, aksi halde şirket zarara girer ve hiç hizmet sunmamayı tercih eder. Literatürde buna katılım kısıtı denmektedir, fizibilite kısıtı da denebilir.

Maliyet etkinliği ve katılım kısıtının önemini kavramak için iyice basitleştirilmiş bir örnek düşünelim.⁴⁹ Şirketin toplam maliyetleri C olsun. Şirketin sunduğu hizmete karşılık düzenleyici tarafından izin verilen elde edebileceği gelir miktarı R olsun. O zaman izin verilen gelirin şu şekilde belirleneceği söylenebilir:

$$R = a + (1-b) C.$$

Yani genel olarak, izin verilen gelirin, a ile ifadesini bulan bir “sabit ödeme” bir de b katsayısına bağlı olan “maliyet yansımaları” (cost pass-through) bileşeni vardır. Burada b katsayısı, düzenlemenin “maliyetleri indirmeyi özendirme gücü”nü yansıtır. b= 1 olursa tüm maliyetler gelire yansıtılacaktır, dolayısıyla maliyetleri indirme özendirim yoktur. b=0 ve a pozitif olursa o zaman izin verilen gelir ile maliyetler arasındaki bağ, bir başka ifade ile maliyet yansımaları tamamen koparılmış olmaktadır.

Buna göre saf hizmet maliyeti düzenlemesinde b = 0 ve a = 0 olmaktadır.⁵⁰ Yani şirket ne kadar maliyet yarattırsa, düzenleyici otorite, tarifelerin o maliyeti karşılayacak düzeyde olmasına izin verir. (Şirket C’yi etkileyebiliyorsa bile, böyle bir yaklaşım altında şirketin C’yi asgariye indirmek için bir dürtüsü yoktur).

49 Laffont ve Tirole (1993); Joskow (2005).

50 Joskow’un da (2005) vurguladığı gibi, özellikle düzenleyici gecikmeden dolayı gerçek hayatta özellikle ABD’de uygulanmış olan hizmet maliyeti yaklaşımı buradaki “saf” yaklaşımdan ayrılmaktadır.

Saf fiyat tavanı düzenlemesinde ise $b = 1$, $a = C^*$ olur. Burada C^* , düzenleyicinin belirlediği hedef maliyettir. Eğer düzenleyici C^* değerini yeterince emin bir biçimde belirleyebilse o zaman böyle bir düzenleme yaklaşımı içinde şirketin maliyetleri asgaride tutma veya C^* değerine indirme dürtüsü güçlü olacaktır.

İşte katılım kısıtının önemi de burada ortaya çıkmaktadır. Eksik bilgi ortamında düzenleyici otoritenin C^* değerini emin bir biçimde belirleme olanağı yoktur, dolayısıyla a 'nın değerini de belirsizlik altında belirlemek zorundadır. Eğer düzenleyici fazla düşük bir a belirlese, ve aslında şirketin maliyeti elde olmayan edenlerden dolayı yüksek olsa o zaman şirket hiç üretim yapmamayı tercih eder. Bunu önlemek için, saf fiyat tavanı düzenlemesi altında a 'yı yüksek belirlemek zorunda kalabilir. O durumda ise şirket aşırı kâr (veya tekel rantı) elde eder. İşte tekel rantını kısıtlama ile maliyet etkinliğini sağlama arasındaki gerilim burada ortaya çıkar: Maliyet indirimini özendirmek için sabit ödeme bileşeni öne çıkarılsa, şirketin aşırı kâr etme ihtimali yüksek olacaktır. Kârdaki belirsizliği önlemek için maliyete bağlı bileşen öne çıkarılsa, bu sefer de şirketin maliyet azaltma dürtüsü azalmaktadır.

Teorik olarak bu gerilime en optimal çözüm, düzenleyici otoritenin farklı a ve b 'lerden oluşan bir sözleşme münüsü sunmasıdır (Laffont-Tirole, 1993). Sabit ödemenin de b 'nin de sifıra yakın olduğu sözleşmeleri maliyeti yüksek olan ve fazla düşürme fırsatı olmayan şirketler seçecektir. Sabit ödemenin hedef maliyete yakın, b 'nin de 1'e yakın olduğu sözleşmeleri ise maliyeti düşürme konusunda kendine güveni olan firmalar seçecektir. Yani bir biçimde, farklı öneriler sunarak, şirketlerin kendine uyan düzenleyici yaklaşımı seçmeleri özendirilmektedir. Bu tür bir mönü yaklaşımı ABD'de telekomünikasyon sektöründe İngiltere'de ise en son dağıtım şirketlerinin tarife düzenlemesinde kullanılmaktadır.⁵¹

Pratikte, tavan fiyat yaklaşımı saf bir biçimde kullanılmaktadır. X değeri belirli bir süre içinde (örneğin 3-5 yıl) yeniden belirlenmekte, maliyetler hesaplanmaya çalışılmakta, izin verilen gelir belirli maliyetleri yansıtmakta, benchmark araştırmaları yapılmaktadır; dolayısıyla literatürde iki yaklaşımın pratikte birbirini tamamladığı kabul edilmektedir. İki yaklaşım arasındaki en önemli fark, hizmet maliyeti yönteminin geriye dönük ve gerçekleşmiş maliyetler üzerinden yapılması, buna karşılık fiyat tavanı yaklaşımının ileriye yönelik bir perspektif göstermesi, verimlilik artışlarını açık bir biçimde özendirmesi ve belirli performans hedefleri öngörebilmesidir. Bu tür düzenleme yaklaşımı için “performansa dayalı tarifeleme”⁵² deyiimi bu yüzden kullanılmaktadır.

51 ABD'de telekom için bakınız Sappington ve Weisman (1996). İngiltere dağıtım şirketleri örneği için Ofgem (2005). İngiltere örneği Joskow (2005) tarafından ayrıntılı bir biçimde tartışılmaktadır.

52 İngilizcede “performance based ratemaking”.

Fiyat tavanı yaklaşımının önemli bir özelliği, talep veya maliyet riskini önemli ölçüde düzenlenen şirketin üstlenmesidir. Pratikte bu riski azaltmak için bazı uyarlamalar yapılmaktadır. Özendirim düzenlemesinin bir biçimi olan ve aşağıda görüleceği gibi Türkiye’de de kullanılması öngörülen gelir tavanı düzenlemesi buna bir örnektir. Bu düzenleme türü, şirketin sattığı hizmet miktarı üzerinde fazla kontrolünün olmadığı (örneğin iletim) ve sabit maliyetlerin toplam maliyetler içindeki payının yüksek olduğu durumlarda kullanılmaktadır. Sabit maliyetlerin toplam maliyetler içindeki payının yüksek olduğu durumlarda, satış miktarındaki dalgalanmalar, birim maliyetleri etkileyebilir, bu da ciddi kâr ve zararların oluşmasına yol açabilir.⁵³ Gelir tavanı düzenlemesinde, tavana göre yıl içinde oluşan gelir eksik ve fazlaları, gelecek yılın gelir tavanına eklenmekte veya çıkarılmaktadır. Yani bu tür bir düzenleme, şirketi satış miktarı veya talep riskine karşı korumaktadır.

7.2 Türkiye’de tarife düzenlemeleri

Bu bölümde Türkiye’deki tarife düzenleme yöntemleri özetlenecek, dağıtım şirketleri için öngörülen düzenleme yöntemi ise bir miktar ayrıntısı ile tartışılacaktır.

Tarife düzenlemelerine temel yaklaşım EPK’nun 13. maddesinde ortaya konmuştur. Ayrıntılar ise Elektrik Piyasaları Tarifeler Yönetmeliği⁵⁴ ile bu yönetmelik temelinde çıkarılan tebliğlerde belirlenmiştir. Tarifeler temelde onay yolu ile düzenlenmektedir. Buna göre düzenlenen ve bir yıl sonra uygulanması önerilecek olan tarifeler, her yıl Ekim ayının sonuna kadar ilgili tüzel kişi tarafından hazırlanır ve EPDK’nun onayına sunulur. EPDK önerilen tarifenin uygun olduğunu tespit etmesi halinde, bu başvuruları aynı yılın 31 Aralık tarihini geçmeyecek şekilde onaylar. Tarife önerisinin uygun bulunmaması halinde ise EPDK tüzel kişiye red gerekçelerini bildirir tarife önerisini belirli bir zaman içinde yeniden düzenlemesini ister.

Türkiye’de mevcut tarife düzenlemelerinin özeti Tablo 8’de verilmektedir. Tabloda gösterilen iletim ve dağıtım bağlanma bedelleri kullanıcıların iletim ve dağıtım sistemine bağlanması ile ilgili yapılan masrafların karşılanmasına yöneliktir. Bağlantı bedeli, iletim veya dağıtım sistemine bağlantısı yapılan gerçek veya tüzel kişi namına tesis edilen bağlantı varlıkları ile bu varlıkların tesisine ilişkin masrafları içerecek şekilde hesaplanır, ve bağlantı yapan kullanıcılar tarafından bir kerede ödenir.⁵⁵ Ayrıca, kullanıcılara bağlantı gücü ve mesafeye göre standart bağlantı bedelleri uygulanır.

53 Halbuki sabit maliyetlerin payını küçük olması halinde, miktar dalgalanmaları birim maliyeti etkilemeyecektir.

54 Resmi Gazete 11.08.2002. Ayrıca bkz. EPDK web sitesi www.epdk.gov.tr

55 EPDK, “İletim Ve Dağıtım Bağlantı Bedellerinin Belirlenmesi Hakkında Tebliğ”.

Tablo 8 : Tarife düzenlemeleri

Faaliyet	Düzenlenen Fiyat/Bedel	Düzenleme Yöntemi
İletim (TEİAŞ)	Bağlantı bedeli	Projelendirme
	Sistem kullanım fiyatı	Gelir tavanı
	Sistem işletim fiyatı	Gelir tavanı
	Piyasa işletim ücreti	Gelir tavanı
Dağıtım	Bağlantı bedeli	Projelendirme ve standart bağlantı bedeli
	Sistem kullanım fiyatı	Karma
Perakende Satış Hizmeti	Perakende satış hizmeti fiyatı	fiyat tavanı
Perakende Satış	Ortalama perakende satış fiyatı	fiyat tavanı
Toptan Satış (TETAŞ)	Ortalama toptan satış fiyatı	Maliyet

Kaynak: EPDK tebliğleri.

Tabloda görüldüğü gibi düzenlemeye tabi alanların başında iletim ve dağıtım faaliyetleri gelmektedir, bu faaliyetlere uygulanan tarifeler düzenlemeye tabiidir. Aynı zamanda, serbest olmayan tüketicilere (ve kendilerine tedarikçi buluncaya kadar, serbest tüketicilere) yönelik perakende satışların da fiyatları düzenleme altındadır. Nihayet TETAŞ'ın uyguladığı toptan eşya fiyatları da düzenlemeye tabiidir.

7.2.1 Dağıtım tarifesi düzenlemesi

Dağıtım sistem kullanım bedelleri gelir tavanı yolu ile düzenlenmektedir. Dağıtım özelleştirmelerinin tarife düzenlemesi ile önemli bağlantısı, ve de gelir tavanı belirlenmesine örnek teşkil etmesi açısından, dağıtım kullanım bedeli tarife düzenlemesinin bir miktar ayrıntısına girmek yararlı olacaktır.

Dağıtım kullanım tarifesine uygulanacak olan gelir tavanı düzenlemesinin temelini Dağıtım Sistemi Referans Geliri (DSRG₀) oluşturmaktadır.⁵⁶ Bu her bir uygulama dönemi için hesaplanmaktadır.⁵⁷ Uygulama döneminin üç yıl olduğunu varsayalım. Şirket, her yıl için yıllık gelir gereksinimini hesaplar. Yıllık gelir gereksinimi, net işletme giderleri, yatırım harcamalarının itfaları, yükümlülüklerin itfaları ile yatırım harcamaları ve yükümlülüklerin itfa edilmemiş tutarların alternatif maliyetlerini içerir. Yıllık gider gereksinimlerinin net bugünkü değerinin hesaplandığını varsayalım. Buna uygulama döneminin toplam maliyetinin net bugünkü değeri diyebiliriz. İşte referans geliri, her

56 Bunun nasıl belirleneceği “Elektrik Piyasasında Gelir ve Tarife Düzenlemesi Kapsamında Düzenlemeye Tabi Unsurlar ve Raporlamaya İlişkin Esaslar Hakkında Tebliğ”de anlatılmıştır. Bu tebliğ burada “Raporlama Tebliği” şeklinde anılacaktır.

57 Uygulama dönemi, Raporlama Tebliği’nde “parametrelerin geçerli olduğu süre” olarak tanımlanmıştır, pratikte 3-5 yıl olması öngörülmektedir. “Tarife dönemi” ise bir yıldır.

yıl elde edilmesi durumunda toplam maliyetin net bugünkü değerini karşılayan gelir olarak tanımlanabilir. Referans gelirin hesaplanması için gerekli olan bilgileri şirketler Raporlama Tebliği'nde belirlenen format içinde EPDK'ya sunmak ile yükümlüdürler. EPDK da bu bilgileri gerekirse değişikliklerle onaylar.

Gelir tavanları, bu bulunan referans gelire yapılan düzeltmelerden oluşur. Bu düzeltmeler ise, kabaca verimlilik faktörü ile kalite ve kayıp kaçak oranı hedeflerinden ve bu performans hedeflerinin ne düzeyde yerine getirildiğine bağlı olarak belirli özendirimlerden oluşmaktadır.

Daha somut olarak, her bir tarife dönemi için, Dağıtım Sistemi Gelir Tavanı (DSGT) şu şekilde belirlenmektedir:

$$DSGT_t = SMB_t + DMB_t + GFDB_t + KKDB_t - YFDB_{u,t}$$

Burada, SMB gelir tavanının sabit maliyet bileşenini, DMB değişken maliyet bileşenini, GFDB gelir farkı düzeltme bileşenini, KKDB kayıp kaçak düzeltme bileşenini, YFDB ise uygulama döneminin ikinci tarife döneminde uygulanan yatırım farkı düzeltme bileşenini yansıtmaktadır.

Bu bileşenlerden sabit ve değişken maliyet bileşenleri doğrudan referans gelire bağlıdır ancak zaman içinde enflasyon, verimlilik faktörü ve kalite faktörü gibi özendirim faktörlerinden etkilenmektedir. Şöyle ki:

$$SMB_t = a \times DSRG_0 \times MFDF_t$$

Burada a, sabit maliyetlerin toplam maliyetlere oranını gösteren katsayıdır. MFDF ise maliyet farkı düzeltme faktörüdür, bu ise bir yıl önceki düzeyinin enerji piyasası endeksindeki ortalama değişim oranı (EPEDO) kadar artmakta, fakat iki düzeltmeye daha tabi olmaktadır: Bunların birincisi EPDK tarafından belirlenen verimlilik faktörü (X) ve Kalite Faktörüdür (KF):

$$MFDF_t = MFDF_{t-1} \times (1+EPEDO) \times (1-X) \times (1+KF)$$

Görüldüğü gibi, verimlilik faktörünün sıfırdan büyük olması halinde gelir tavanının sabit maliyet bileşeni azalmaktadır, bu da verimliliği arttırıcı bir özendirim veya zorlayıcı etken olmaktadır. KF ise bazı kalite göstergelerine göre belirlenmekte, şirket performans hedef kalite göstergelerine göre daha yüksek performans gösterdiğinde ödüllendirilmektedir. Uygulama döneminin ilk yılı için MFDF'nin değeri 1'dir.

Değişken maliyet bileşeni ise şu şekilde belirlenmektedir:

$$DMB_t = b \times DSRG_0 \times MFDF_t \times (M_t/M_0)$$

Burada b, toplam maliyetler içinde değişken maliyetlerin oranına eşittir. Sabit maliyetleri değişken maliyetlerden ayıran fark, son terimdir. Burada M_0 , referans gelir düzeyinin hesaplanmasında esas alınan enerji satış miktarı, M_t ise tarife döneminde satılması öngörülen enerji satış miktarıdır. Değişken maliyetler satılan enerji miktarına bağlı olduğundan, (M_t/M_0) oranı, değişken maliyetlerde gerekli düzeltmeyi yapmaktadır.

Dağıtım tarife düzenlemesinin önemli bir parçası, gelir farkı düzeltme bileşenidir. Bu bileşenin amacı, gelirdeki sapmalara karşı bir sigorta işlevi görmektir. Ancak bu sigorta işlevi, sabit maliyetlerin payı ile sınırlandırılmıştır. (GFDB) şu şekilde hesaplanmaktadır:

$$GFDB_t = a \times GF_{t-2} \times (1 + FO_{t-1})$$

Burada FO faiz oranıdır. GF (gelir farkı) ise 2 tarife dönemi önce belirlenen gelir tavanı ile gerçekleşen gelir arasındaki farktır. Denklem, bu farkın sabit maliyetlerin payı kadarının tarife dönemi gelir tavanına ekleneceğini göstermektedir. Yani, 2 dönem önce gelir tavanının altında kalmış ise, bunun bir miktarı bu dönemin gelir tavanına eklenmekte, irketin o miktarda daha fazla gelir elde etmesine izin verilmektedir.

Konumuz açısından en önemli bileşenlerden biri de kayıp kaçak oranı düzeltme bileşenidir. Bu bileşenin amacı, şirketi kayıp kaçakları indirmeye özendirmeektir:

$$KKDB_t = (KKH_{t-2} * TM_{t-2} - TKK_{t-2}) \times KERD_t$$

Burada KKH kayıp kaçak hedefini, TM satılan toplam elektrik miktarını, TKK ölçülen kayıp kaçak miktarını, KERD ise Kurul tarafından belirlenen birim referans kayıp kaçak bedelini göstermektedir (TL/kWh). Yani, iki dönem önce şirket kayıp kaçakları hedeflenen düzeyden daha az olursa, bu, EPDK'nın belirleyeceği bir fiyattan şirket gelir tavanına arttıracaktır. Benzer şekilde, şirketin kayıp kaçak performansı hedeflenenin altında olursa, o zaman şirket cezalandırılmış olacaktır.

Son olarak, yatırım farkı düzeltme bileşeni de, bir önceki uygulama döneminde yatırım planında yer alan ancak gerçekleşmeyen yatırımların (çarpı bir artı faiz oranı) değerine eşittir. Yani planlanan yatırımın altında yatırım yapılırsa bu miktarın bugünkü değeri gelir tavanından düşülmektedir.

Dağıtım tarifelerinin düzenlenmesi henüz tam anlamıyla işlerlik kazanmamıştır. Bunun temel nedeni, dağıtım şirketlerinin düzenlemenin hayata geçmesi için gerekli olan raporlama bilgilerini EPDK'ya henüz vermemiş olmalarıdır. Bu anlamda, aşağıda görüleceği gibi iletim tarifelerinin düzenlenmesinde daha fazla mesafe kaydedilmiştir.

7.2.2 İletim tarifesi düzenlemesi

İletim tarifesi iletim sistemi kullanım fiyatı, iletim sistemi işletim fiyatı ve piyasa işletim ücretinden oluşmaktadır. Bunlardan iletim sistemi kullanım fiyatı, iletim sistemi yatırımları ve işletme ve bakım giderlerini karşılamaya yönelik fiyattır. İletim sistemi işletim fiyatı, Ulusal Yük Dağıtım Merkezi tarafından sunulan hizmetlerin maliyetleri, yatırım maliyetleri ve yan hizmetlere ilişkin sabit maliyetler dikkate alınarak hesaplanan fiyattır. Piyasa işletimi ise PMUM'un faaliyetlerini içermektedir.

İletim sistem tarifesinin üç bileşeninin de gelir tavanı yolu ile düzenlenmesi öngörülmektedir.⁵⁸ Burada öngörülen düzenleme biçimi dağıtım kullanım tarifesine uygulanacak düzenlemeye benzemektedir fakat ondan daha basittir. Özetle, yine referans gelir hesaplanmakta, sabit ve değişken maliyet ayrımı yapılmamakta, maliyet farkı düzeltme faktörü sadece enerji fiyat endeksinden ve verimlilik faktöründen etkilenmekte, geçmişte gelir tavanı ile gerçekleşen gelir arasındaki farkın tümü tarife döneminin gelir tavanına eklenmektedir. TEİAŞ, bu tavanlar ışığında tarife önerilerini hazırlayıp, EPDK'nın onayına almaktadır. Piyasa işletim faaliyetlerine ilişkin bir gelir tavanı henüz düzenlenmemiştir; bunun için dengeleme ve uzlaştırma tebliğinin yürürlüğe girmesi beklenmektedir.

En son Nisan 2005'te belirlenmiş olan X faktörü sıfıra eşitlenmiştir (Kurul kararı no 470, 1.4.2005). Halen TEİAŞ üretici ve tüketicilere iki ayrı fiyat sistemi uygulamaktadır. Bunlardan sistem kullanım tarifesi, iletim kapasite sınırlarını yansıtır biçimde bölgelerarası farklılıklar göstermektedir (yılda 76 YTL/MW ile 19.6 bin YTL/MW arasında değişmektedir). Sistem işletim tarifesi ise yılda 254 YTL/MW kadardır (bkz. 470 numaralı kurul kararı).

7.2.3 Perakende tarifelerin düzenlenmesi

Perakende düzeyinde de 2 tane fiyat vardır. Bunlardan ortalama perakende enerji satış fiyatı tavanı (OPESFT) aylık olarak şöyle hesaplanmaktadır:

58 EPDK, "İletim Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ", "İletim Sistemi İşletim Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ" ve "Piyasa İşletim Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ".

$$\text{OPESFT} = \text{EAF} * (1/1-\text{HKKO}) * (1 + \text{bkmt})$$

Burada EAF enerji alışı fiyatı (TETAŞ enerji toptan satış fiyatına eşit), HKKO hedef kayıp kaçak oranını, bkmt ise brüt kâr marjı tavanını ifade etmektedir. Buna göre, hedef kayıp kaçak oranı azaldıkça, ortalama perakende fiyat düşecektir.

Perakende düzeyinde belirlenen ikinci fiyat ise perakende satış hizmeti geliridir. Perakende satış hizmeti geliri (faturalama, sayaç okuma vb hizmetler) abone başına ortalama hizmet geliri üzerine koyulan bir tavana tabiidir. Bu tavan da esas olarak perakende referans gelince belirlenmekte, her yıl enerji fiyatlarındaki artış ve verimlilik faktörüne göre ayarlanmaktadır.

7.2.4 Değerlendirme: Tarife düzenlemesi ve özelleştirme

Dağıtım şirketi özelleştirmelerinin önemi göz önünde bulundurulduğunda, yukarıda gözden geçirilen düzenlemeler arasında kısa dönemde en önemlisi dağıtım ve perakende tarife düzenlemeleri olacaktır. Dağıtım sistemi kullanım tarifeleri kayıp kaçakların indirilmesi konusunda çok ciddi özendirimler içermektedir; kayıp kaçak hedeflerinden pozitif ve negatif sapmalar doğrudan gelir tavanına yansımaktadır, bu da kârlılığı doğrudan etkileyecektir. Kuşkusuz bu özendirimlerin sonuçları belirlenen kayıp kaçak hedeflerine bağlı olacaktır. Kayıp kaçakların nihai varması gereken düzey muhtemelen fazla tartışma gerektirmeyecektir, önemli olan bu hedefe varması için ne kadar süre tanınacağıdır. Kayıp kaçak hedeflerinin ne kadar yavaş indirilmesi öngörülürse, bu süre içinde şirketin kârı o kadar yüksek olma potansiyeline sahip olacaktır.

Eğer hedef kayıp kaçak oranları özelleştirmeden önce belirlenirse, ve özelleştirmeye yeterince katılım olursa (yani özleştirme yeterince rekabetçi bir ortamda yapılırsa) bu potansiyel kârın önemli bir bölümünün özelleştirme fiyatına yansması beklenmelidir.

Kuşkusuz mevcut tarifeler bir kaç çeşit çapraz sübvansiyon içermektedir. Bunlardan en önemlisi bölgelerarası farklı kayıp kaçak oranlarından kaynaklanan çapraz sübvansiyondur. Bu konuya aşağıda daha ayrıntılı bir biçimde değinilecektir. Fakat rekabetin gelişmesi açısından asıl sorun, mevcut durumda tarifelerin piyasalar veya piyasa benzeri yöntemler yolu ile değil idari yöntemlerle ve keyfi bir biçimde belirlenmeleridir. Hükümet perakende fiyatlara müdahale etmekte ve yükselmesini istememektedir. Kamu kesimindeki farklı aktörler birbirinden bağımsız davranmamakta, ve kısa dönemde ortaya çıkabilecek çeşitli önceliklere göre sistemin çeşitli yerlerinde ayarlamalar yapılabilmektedir. Dolayısıyla yasal ayrışmaya rağmen sistemin farklı parçaları eşgüdümlü veya işbirliği içinde davranabilmekte, ve örneğin, perakende fiyatları düşük tutmak gibi önceliklerin gereğini yerine getirebilmektedir.

Eylül 2005'te TETAŞ TEDAŞ'a sattığı elektriğin fiyatını yaklaşık yüzde 20 oranında azaltmıştır. Bu indirimden nedeni belli olmamıştır. Bir ihtimal indirimin arkasında TEDAŞ'ın mali durumuna yardım etmek olabileceği gibi, TETAŞ'ın devraldığı sözleşmelerin maliyetlerindeki azalmanın bir yansıması da olabilir (gerçi azalan sözleşme maliyetlerinin bir kerede büyük oranda bir indirim yerine zaman içine yayılmış indirimlere yol açması beklenirdi). Özetlemek gerekirse, sistemde yasal olarak ayrılmış olan aktörler, bağımsız piyasa aktörleri olarak hareket etmemektedirler.

Portföy üretim şirketlerinin oluşması, piyasa yönelimli davranmak açısından önemli bir adım olacaktır. Bu şirketlerin bir an önce yaratılması, bunların dengeleme ve uzlaştırmaya katılmaları fiyatlama mekanizmasındaki keyfiliği azaltmakta ve bir nesnellik kazandırmada önemli bir rol oynayabilir. EÜAŞ'ın elindeki farklı yakıtlarla çalışan santrallerin portföy şirketlerine orantılı bir biçimde dağıtılması beklenmektedir. Dolayısıyla yatay ayrıştırma sonucunda, maliyet yapısı ve rekabet gücü açısından birbirinden çok fazla farklı olmayan şirketlerin ortaya çıkması beklenmektedir.

Burada YİD, Yİ veya İHD kontratı altında çalışmayan bağımsız özel sektör üreticilerinin (otoprodüktörler, otoprodüktör grupları ve serbest üretim şirketleri) özel durumuna değinmekte de yarar vardır. Bu şirketler artan maliyetlere paralel olarak arttırılmayan TEDAŞ (veya TETAŞ) tarifeleri ile artan gaz fiyatları arasında sıkışmış olduklarını söylemektedirler. Aslında bu şikayetin altında yukarıda açıklanan ve piyasavari olmayan fiyatlama mekanizmasının veya daha genel olarak işlerlik kazanmış bir piyasa olmamasının yattığı söylenebilir.

7.3 Dağıtımda kayıp kaçak sorunu ve eşitleme mekanizması

Dağıtımdaki en önemli sorunlardan biri, yüksek ve bölgelerarası yüksek farklılık gösteren kayıp kaçak oranlarıdır. Kayıp kaçak oranlarında yıllar itibari ile bir azalış eğilimi gözlemlenmektedir. 1993-2003 yılları arasında yaklaşık yüzde 20 civarında seyreden toplam kayıp-kaçak oranı, 2004 yılında yüzde 18.6'ya düşmüştür, 2005 yılında ise yüzde 17.4 oranına düşmesi beklenmektedir (TEDAŞ 2005). Uluslararası ortalamalara göre bu oran yine de yüksek sayılmaktadır. Tablo 9'da kayıp kaçak oranları dağıtım bölgeleri itibari ile verilmektedir. Teknik kayıpların ne kadar olduğu tam olarak bilinmemektedir, ancak bölgeler arasında fazla farklılık göstermediğine inanılmaktadır.⁵⁹

Kayıp ve kaçığı ölçmek için bir kaç gösterge kullanılabilir. Bunlardan kayıp kaçıkların

59 Ortalama teknik kayıp düzeyinin yüzde 7-8 kadar olduğu sanılmaktadır. Ayrıca cami, hayır işlerinde faaliyet gösteren kurumlar, aydınlatma vb gibi ödenmeyen elektrik tutarı da tahminen yüzde 3 kadardır.

birincisi toplam tüketime oranıdır. Bu oran en yüksek düzeyine doğu ve güney doğu bölgelerinde ulaşmaktadır. Bir başka gösterge ise kayıp kaçak miktarıdır; bu göstereye kayıp kaçakların en yüksek olduğu bölge İstanbul'dur. İki oranın da önemli olduğu söylenebilir. Elektrik sektöründeki mali kayıplar açısından bakıldığında, en sorunlu bölgeleri kayıp kaçak miktarı gösterir. Fakat, dağıtım varlıkları bölge düzeyinde özelleştirileceğinden, konuya bir de özelleştirilecek şirketlerin mali sürdürülebilirliği açısından bakmak gerekir, bu açıdan bakıldığında kayıp kaçak oranı daha uygun bir göstereğedir.

Kayıp kaçakların neden yüksek olduğunu inceleyen kamuya açık bir çalışma yoktur. Kayıp kaçak oranlarının en yüksek olduğu bölgeler aynı zamanda siyasi ayrılıkçı şiddet olaylarının yüksek olduğu bölgeler olması, konunun önemli bir siyasi ve toplumsal boyutu olabileceğini göstermektedir. Buna karşılık İstanbul'da kaçak elektrik kullanımı genel kaçak yapılanmanın bir parçası olabilir. Ayrıca, kimi bölgelerde iş yerlerinin elektrik çaldığı da bilinmektedir. Son olarak, kimi kamu kuruluşlarının da kullanılan elektriğin bedelini ödemediği söylenmektedir.

Tablo 9. Kayıp Kaçak Oranları 2004 (toplam tüketimin yüzdesi olarak)

Dağıtım Bölgesi	
1. Diyarbakır, Mardin, Siirt, Şanlıurfa, Batman, Şırnak	62,6
2. Bitlis, Hakkari, Muş, Van	61,2
3. Ağrı, Erzincan, Erzurum, Kars, Bayburt, Ardahan, Iğdır	33,5
4. Artvin, Giresun, Gümüşhane, Rize, Trabzon	13,4
5. Bingöl, Elazığ, Malatya, Tunceli	15,3
6. Sivas, Tokat, Yozgat	11,0
7. Adana, Mersin, Osmaniye, Hatay, Gaziantep, Kilis	16,5
8. Kırşehir, Nevşehir, Niğde, Aksaray, Konya, Karaman	8,7
9. Ankara, Kırıkkale, Zonguldak, Bartın, Karabük, Çankırı, Kastamonu	9,4
10. Antalya, Burdur, Isparta	10,2
11. İzmir, Manisa	7,5
12. Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Yalova	7,1
13. Edirne, Kırklareli, Tekirdağ	10,8
14. İstanbul İli Anadolu Yakası	10,5
15. Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli	13,9
16. Afyon, Bilecik, Eskişehir, Kütahya, Uşak	8,0
17. İstanbul İli Rumeli Yakası	19,3
18. Kayseri	-
19. Aydın, Denizli, Muğla	9,4
20. Adıyaman, Kahramanmaraş	12,2
21. Amasya, Çorum, Ordu, Samsun, Sinop	12,7
Toplam	18,6

Henüz dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi konusunda SB'nin ötesinde bir açıklama yapılmamıştır. Şimdilik, bu varlıkların kayıp kaçak oranlarında bir azaltma gerçekleştirilmeden özelleştirileceği öngörülmekte gibidir. Kayıp kaçak oranlarının çok yüksek olduğu bölgelerde bu oranı düşürme işini dağıtım şirketini satın alacak bir özel şirkete havale etmenin makul bir politika olduğu şüphelidir. Bu bölgelerde kayıp kaçak oranını düşürmenin ciddi bir güvenlik boyutu olacağı düşünülebilir; bu durumda bu güvenlik boyutu da özelleştirilmiş olacaktır. Özellikle siyasi olarak hassas dengeleri olan bölgelerde bu akılcı bir politika gibi görünmemektedir. Bu bölgelerde kayıp kaçak oranlarının özelleştirme öncesinde makul düzeylere kamu inisiyatifi ile indirilmesi daha doğru olacaktır.

Kayıp kaçakların maliyeti şu anda bir ulusal perakende tarife altında karşılanmaktadır. Yani kayıp kaçak oranı düşük bölgelerden oranı yüksek olan bölgelere çapraz sübvansiyon yapılmaktadır. Dağıtım şirketleri özelleştirilmiş bir sistemde böyle bir

çapraz sübvansiyonun gönüllü olarak işlemeyeceği açıktır. Çapraz sübvansiyon olmayınca dağıtım şirketleri kayıp kaçak maliyetlerini fiyatlarına yansıtmak zorunda kalacaktır. Bu durumda örneğin o bölgedeki serbest tüketiciler kendi dağıtım şirketlerinden elektrik almayacaktır. Bu da serbest tüketici sınırı azaldıkça maliyetlerin yansıtılabileceği tüketim miktarını daraltacaktır. Bu süreç, dağıtım şirketlerinin mali sürdürülebilirliğini de olumsuz bir biçimde etkileyecektir. Ayrıca böyle bir piyasada kayıp kaçak oranının yüksek olduğu bir bölgede serbest tüketiciler kayıp kaçak maliyetini tarifelerine yansıtmak zorunda kalacak olan kendi dağıtım şirketlerinden alım yapmaz, dolayısıyla dağıtım şirketinin mali sürdürülebilirliği de olmaz.⁶⁰ Dolayısıyla herhangi bir destek olmaksızın tesis edilecek maliyet esaslı tarifeler de sürdürülebilir olmaz.

EPK bu durumu maliyet esaslı tarifeler ve oranın yüksek olduğu bölgelerde tüketicilere yapılacak geri ödemeler ile çözmeyi öngörmüştü. SB’nde bu yöntemi terk edilmiş ve bir “eşitleme mekanizmasının” tesis edileceği belirtilmiştir. Dağıtım faaliyetleri için öngörülen mevcut düzenleme biçiminin kayıp kaçakları azaltmayı özendirmediği yukarıda belirtilmişti. Bu düzenlemenin eşitleme mekanizmasının tesis edilmesiyle nasıl değişeceği henüz bilinmemektedir. Nasıl bir sistem getirilirse getirilsin, bu sistemin bazı ilkeleri gözetmesi gerekmektedir. Birincisi, mekanizma saydam olmalıdır. İkincisi, bir yandan kayıp kaçakların azaltılmasını özendirirken bir taraftan da piyasaların işlerlik kazanması ile oluşacak fiyatlara mümkün olduğu kadar az müdahale etmesi gerekmektedir. Burada en önemli noktalardan biri, destekleme mekanizmasının kayıp-kaçakları ödüllendirici “maliyet-artı” bir hüviyet kazanmamasıdır. Hedef kayıp-kaçak oranlarına göre önceden belirlenmiş ve zaman içinde azalan destekleme miktarları böyle bir özelliğe sahip olmaz. Üçüncüsü sektördeki farklı oyuncular arasında ayrımcılık yapmaması gerekmektedir.

Eşitleme mekanizmasının nasıl finanse edileceği de konunun önemli bir parçasıdır. . Mekanizmada kayıp kaçığın düşük olduğu bölgelerden yüksek olduğu bölgelere bir gelir transferi öngörülürse, mekanizmanın maliyeti orantısız bir biçimde kayıp kaçak oranının düşük olduğu bölgelerdeki tüketicilere binecektir. Böylesi bir finansman modeli gereksiz bir biçimde gayri-adil olurdu. Bütçeden yapılacak transferlerde ise mekanizma genel vergi gelirlerinden finanse edileceğinden maliyeti daha geniş bir kitleye yayılmış olacaktır.

Kayıp kaçak oranlarının yüksek olduğu dağıtım bölgelerinde perakende tarifelerinin aşırı yüksek olması istenmiyor, yani bir anlamda bu bölgelerde tüketimin desteklenmesi isteniyorsa, bu desteği sağlamanın en doğru yolu, desteği doğrudan kamu bütçesinden

60 Kaldı ki bu durumun farkında olan üretim şirketleri böyle bir dağıtım şirketine mal satmaktan veya sözleşme yapmaktan da kaçınırlar.

ayrılacak bir ödenek ile finanse etmektir. Eğer bunu EPK'nunda öngörüldüğü biçimde doğrudan tüketicilere destek biçiminde örgütlemek idari açıdan imkansız görülüyorsa o zaman bu desteğin yine bütçeden dağıtım şirketlerine verilmesi öngörülebilir.⁶¹ Örneğin, tarife dağıtım tarifesi düzenlenmesinde öngörülen kayıp kaçak oranı hedefleri ile tutarlı ve zaman içinde azalan bir destek mekanizması tarife düzenlemesi ile eklenilebilir. Bu şekilde hem desteğin topluma maliyeti açık bir biçimde gözlemlenebilir ve hesabı verilebilir, hem de, belki daha önemlisi, piyasa fiyatlarına müdahale asgari düzeye inmiş, çapraz sübvansiyon mekanizmaları da büyük ölçüde terk edilmiş olur. Eşitleme mekanizmasının bu şekilde kurulması kuşkusuz bütçeye ve Hazine'ye bir yük getirecektir. Ancak bu yük zaten topluma yüklenecektir, bunun doğrudan bütçeden yapılması çağdaş kamu maliyesi anlayışının bir gereğidir ve Hazine'ye yüklenecek yük ekonomik açıdan daha sakıncalı mekanizmaların seçilmesi için bir bahane olmamalıdır.

Eşitleme mekanizması aynı zamanda özelleştirme yaklaşımı ile de birlikte düşünülmelidir. Örneğin, zaman içinde azalan bir kayıp-kaçak hedef dizisine bağlı olarak azalan bir sübvansiyon mekanizması, kayıp kaçak oranı ve yatırım hedefleri içeren bir gelir tavanı mekanizması ile birleştirildiğinde bu kayıp kaçakların azaltılması için kuvvetli bir özendirim sunabilir. Böyle bir mekanizma, özelleştirilecek varlıkların değerlendirilmesinde fazla belirsizlik olmadığı ortamlarda yararlı olur. Değerleme konusunda belirsizliğin yüksek olduğu durumlarda, tipik bir risk-özendirim karşılığı ile karşı karşıya kalınacaktır. Hala özendirim gücü yüksek bir mekanizma seçilebilir; o zaman yatırımcı daha yüksek bir risk primi talep edeceğinden daha düşük bir özelleştirme geliri elde edilebilir. Kısacası, eşitleme mekanizmasının özelleştirme yöntemi ile özelleştirme sonrası fiyatların nasıl düzenleneceği konuları birbirinden bağımsız olmayacaktır.

8 Değerlendirme ve sonuç

8.1 Genel stratejik yönelim, reform sürecinin yönetimi, düzenleyici belirsizlik, saydamlık ve hesap sorulabilirlik

Baştan kabul etmek gerekir ki, enerji sektöründe politika veya düzenleme geliştirme ve hayata geçirme süreci, bir çok başka sektöre göre daha saydamdır. Bu anlamda sektördeki düzenleyici kuruluş da başka kamu kuruluşlarına göre çok daha saydam bir kuruluştur.⁶² Yine de şu anda reform sürecinin önemli sorunlarından biri, gerek Strateji Belgesi, gerek ondan sonra yapılan değişikliklerin, reform sürecinin genel hedefleri ve stratejik yönelimi hakkında yol açtığı belirsizliktir. Bu sorunun bir kaç boyutu

61 Ayrıntılar için Sevaioğlu (tarihsiz) tarafından önerilen Doğrudan Gelir Desteği mekanizmasına bakılabilir.

62 Aynı şekilde, Telekomünikasyon Kurumu ve Rekabet Kurumu gibi idari açıdan özerkliği olan diğer kamu kurumları da geleneksel bürokrasiye göre çok daha saydam ve hesap sorulabilir kurumlardır.

vardır. Bir kere yukarıda anlatılan örneklerde olduğu gibi, yapılan kimi değişikliklerin gerekçeleri ortaya koyulmamıştır. SB kısa ve öz, ancak aynı zamana alınan kararlara ayrıntılı gerekçeler sunmayan bir metindir. Belki de bir stratejik yönelimi ortaya koyan bir metinden de öyle olması beklenirdi. Kuşkusuz, SB'nin ortaya konmuş olması sektörün geleceği hakkındaki belirsizliğin azalmasında çok önemli bir rol oynamıştır.

Fakat bu niteliği ile, SB bazı önemli sorulara ayrıntılı ve tatmin edici cevap veren bir metin değildir. Örneğin, serbest olmayan tüketicilerin perakende satış şirketlerinden elektrik satın alabilmesinden neden vazgeçilmiştir? Dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesinde karşılaşılan yasal sorunların niteliği tam olarak nedir? Benzer sorunlar üretim varlıklarının özelleştirilme sürecinde de ortaya çıkacak mıdır? Özelleştirmenin sıralaması (önce dağıtım, sonra üretim) konusunda neden dağıtım öne çekilmiştir? Dağıtım şirketlerinin “yatırımcıya güven veren bir yapıda olması” ne demektir? Buna karar verilirken alternatiflerin avantajları ve dezavantajları hakkında neler tartışıldı? Maliyet esaslı tarife ve doğrudan gelir desteği yaklaşımından neden vazgeçildi?

Bu soruları arttırmak mümkündür. Benzer sorular, EPK'ndan bir önceki bölümde özetlenen diğer sapmalar için de geçerlidir. Sonuç olarak, ortada bu sorulara cevap veren bir politika metni yoktur. Bu ise genel stratejik yönelim hakkında şüpheler uyandırmaktadır: Acaba yapılan değişiklikler bir “yaparken öğrenme” sürecinin sonuçları, ve öğrenmenin gerektirdiği düzeltmeler midir, yoksa EPK'nun genel çerçevesi (örneğin ne kadar gerçekçi ve uygulanabilir olduğu) konusunda daha derin şüpheleri mi yansıtmaktadır?

Bu belirsizliğin reform sürecine olumsuz katkısının oldukça yüksek olduğu tahmin edilebilir. Bu, özellikle yakın geçmişte yolsuzluk ve usulsüzlük iddialarının ortaya çıktığı enerji sektörü için daha da geçerlidir. Saydamlığın eksik olduğu bir ortamda bilgi eksikliğinin yarattığı boşluğu spekülasyon ve şüphe doldurmaktadır. Örneğin, yeniden dikey ayrışma konusunda atılan adıma bu değişikliğin bazı çıkar gruplarına hizmet ettiği veya bu amaçla atıldığı şeklinde şüpheler hemen ortaya çıkmıştır.

Eğer atılan adımda bir hata unsuru olduğu kabul ediliyorsa o zaman bir başka sorun ortaya çıkmaktadır. O da reform sürecini yöneten aktörler arasında ciddi bir eşgüdüm eksikliği olduğudur. Yapılan değişiklik elektrik piyasası oyuncuları arasında ciddi refah transferlerine yol açabilecek bir değişikliktir. Bu değişikliğin sürpriz bir biçimde yapılmış olması, yatırımcıların gelecekteki düzenleyici belirsizlik beklentilerini kuşkusuz arttıracaktır. Bu ise gelecekte piyasaya girişleri ve yatırımları yavaşlatan bir faktör olacaktır.

Bu tür eşgüdüm eksiklikleri sık sık ortaya çıkabilmektedir. Bunun en yeni örneği, EPDK'nın 15 Ocak 2006'da aldığı bir karar ile serbest tüketici limitini 6 milyon kws düzeyine indirmesidir. Bu kendi içinde olumlu bir gelişmedir, ancak bu adım SB ile açık bir biçimde çelişmektedir.

Hayata geçirilen politikalar ve düzenlemeler konusunda saydamlığın artmasının iki önemli sonucu vardır. Bunlardan birincisi, düzenleyici belirsizliğin azalmasıdır. Yapılan düzenlemelerin gerekçelerini bilmek, düzenleyici kuruluş veya politika uygulayıcılarının gelecekte ortaya çıkabilecek ve şimdiden öngörülemeyen durumlarda nasıl bir tavır alabilecekleri konusunda da bilgi vermiş olur. Bu düzenleyici belirsizliğin azalmasında önemli bir rol oynar. İkincisi, gerekçelerin ortaya konması, politika ve düzenleyici kuruluşların hesap sorulabilirliğini artırır. Ortaya bir gerekçe, bir mantık veya bir tartışma koyma zorunluluğu, hem kararlarının kalitesini artırır, hem de kararların daha etkin bir biçimde sorgulanmasını sağlar.

Şunu da unutmamak gerekir ki, şu anda düzenleyici kararlardan etkilenen piyasa oyuncularının önemli bir kısmı kamu kesimi oyuncusudur. Yani oyunun önemli bir bölümü henüz “aile içinde” geçmektedir. Özelleştirmelerden sonra çıkar çelişkileri artacak, bu kararlar çok daha sık bir biçimde tartışılır duruma gelecektir. O zaman hem saydamlığın önemi daha da artacak, hem de sektörün yapısı daha karmaşık bir hale geleceğinden saydam olmak belki daha da zorlaşacak veya daha fazla çaba gerektirecektir.

Ortaya çıkacak durumlara örnek olması açısından, geçtiğimiz Eylül ayında EPDK tarafından alınan bir tarife onayı kararı üzerinde durulabilir. Bu kararlar TETAŞ'ın TEDAŞ'a sağladığı enerjinin fiyatında yaklaşık yüzde 20 oranında bir indirim gerçekleştirmiştir. Bilindiği gibi bu gelişme, özel kesim üreticilerinin eleştirisine konu olmuştur; kimi özel kesim üreticileri bu kararı TEDAŞ'ın mali durumunu düzeltmeye yönelik bir “keyfi” bir girişim olarak değerlendirmektedir. Öte yandan tarife indirimi TETAŞ'ın maliyet esaslı fiyatlandırma ilkesinin bir sonucu da olabilir. Burada önemli olan mesele şudur: Piyasa oyuncuları arasında önemli gelir transferlerine yol açacak değişikliklerin onayının ayrıntılı bir ekonomik analize tabi olması bu analizin de kamuya açık bir biçimde yapılması doğru olacaktır. Görebildiğim kadarıyla bu tür kamuoyuna açık bir çalışma yapılmamaktadır. Halbuki böyle bir incelemenin varlığı hem tarife onaylarının kamuoyu tarafından etkinlik ve adalet açısından değerlendirilmesine olanak tanıyacaktır, hem de bu konuda yapılacak tartışmaların daha sağlıklı bir çerçeveye oturmasına yardımcı olacaktır. Kuşkusuz saydamlığın gerekli olduğu düşüncesi, sadece tarife onayları için değil, tüm düzenleyici kararlar için geçerlidir.

Yukarıdaki çekinceler, bizzat özelleştirme süreci için de geçerlidir. Özelleştirme ihalesi kamuya açık yapılmaktadır, dolayısıyla gerçekten saydamdır. Ancak bu özelleştirmenin tümünün saydam olduğu anlamına gelmemektedir. İhale belgeleri ve satılan şirket hakkındaki bilgiler kamuya açık olmamaktadır, kamuoyu çoğu kez tam olarak neyin satıldığını bilmemektedir. İhaleye katılan şirketlere açık olan bilgilerin çok önemli bir kısmının kamuoyuna açık olmaması için bir neden yoktur.

Kısa dönemde düzenleyici belirsizliği azaltmanın, saydamlık ve hesap verebilirliği arttırmanın en etkin yolu, genel stratejik eğilimi daha ayrıntılı bir biçimde sergileyen bir politika metni ortaya koymak, ayrıca reform sürecindeki gelişmeleri, karşılaşılan zorlukları yansıtan dönemsel izleme raporları yayınlamaktır. Bu tür bir yaklaşım, enerji politikasından sorumlu olan farklı kuruluşlar arasında bir akıl ve fikir birliği oluşmasına da yardımcı olacaktır.⁶³

8.2 Kısa ve orta vadeli öncelikler

Türkiye elektrik sektöründe reformu şu aşamada piyasanın temel yapısal özelliklerini oluşturma süreci içindedir. Bu çalışmanın önceki bölümlerinde yapılan değerlendirmeler, önceliklerin neler olması gerektiği konusunda önemli ipuçları vermektedir.

Kısa vadede iki önemli hedef saptanabilir. Bunlardan birincisi, öngörülen piyasa modeline işlerlik kazandırmaya başlayabilecek adımların atılmaya başlanmasıdır. Burada en önemli husus, özelleştirmelerin öngörülmüş olan model ile tutarlı olan bir biçimde yapılması, temelde sektörde işleyebilir bir rekabetçi bir yapının kurulmasının hedeflenmesi, özelleştirme sürecinin dinamiklerinin serbestleşme ve rekabet hedeflerinin önüne geçmemesidir. İkinci önemli hedef ise bizzat politika ve düzenleme oluşturma sürecini yeniden yapılandırmak ve daha saydam ve hesap sorulabilir hale getirmektir.

Bu önceliklerin birincisine ulaşmak için şu adımlar atılmalıdır

- Portföy üretim şirketlerinin oluşması
- Dengeleme piyasasının işlerlik kazanması
- Kamu mülkiyetinde de olsalar üretim şirketlerinin dengeleme piyasasına katılması
- Dağıtımın hem üretim hem de perakende satıştan en azından yasal olarak ayrışması

63 Bu konuda Piyasa El Kitabı (EPDK 2003) çok iyi bir örnek teşkil etmektedir.

- Serbest tüketici limitinin mesken tüketiciler dışındaki tüketicileri kapsayacak biçimde indirilmesi
- Dağıtım şirketlerinin tarife düzenlemesinin bu şirketleri kayıp kaçakları indirmeye özendirilmesi, saydam olmayan çapraz sübvansiyonlara yol açmaması
- Fiyat eşitleme mekanizmasının saydam olması, doğrudan kamu bütçesinden kaynaklanması, piyasa fiyatlarına müdahalenin ve çapraz sübvansiyonların asgari düzeyde tutulması

Portföy üretim şirketlerinin oluşması, bunların işlerlik kazanmaya başlamış bir dengeleme mekanizmasına katılmaya başlaması, ve dengeleme fiyatlarının ortaya çıkmaya başlaması ile en azından idari mekanizmalardan bağımsız fiyatlar oluşmaya başlayacaktır.

İkinci hedefe ulaşmanın en iyi ilk adımı bir politika metninin yayınlanması olabilir. Bu metin aşağıdakileri içerebilir:

- Elektrik sektöründe şu anda yürüyen yeniden yapılandırmanın hedefleri
- Dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinde seçilen yöntemin gerekçesi, başka hangi alternatiflerin düşünüldüğü ve niye seçilmediği, seçilen yönetim yarattığı sorunlar ve bunların nasıl çözüleceği (örneğin yatırım boyutu)
- Üretim varlıklarının nasıl özelleştirileceği, burada karşılaşılabilecek yasal ve benzeri sorunların neler olduğu
- Önümüzdeki 2-3 yıl içinde karşılaşılabilecek en önemli sorunların neler olabileceği, bu konuda nelerin yapılmasının planlandığı
- Orta dönemde arz güvenliği ve piyasa gücü sorunları karşısında ne tür önlemler düşünüldüğü

Bu politika metnini dönemsel izleme raporları takip etmesi yararlı olacaktır. Dönemsel izleme raporlarının amacı, atılmış olan adımları kamuoyuna duyurmak, süreç içinde karşılaşılan sorunları irdelemek, ve genel olarak gelişmeler hakkında kamuoyunu bilgilendirmektir.

Bu arada elektrik politikası ile genel ekonomi politikasının doğru bir biçimde eklemlenmesine özen gösterilmelidir. İyi düzenlenmiş bir ekonomi politikası

sisteminde herhangi bir faaliyete destek verilmek istendiğinde bunu en doğru yapma biçimi, doğrudan kamu bütçesinden ödenek ayrılmasıdır. Bu sayede hem o faaliyete verilen desteğin miktarı kolayca ölçülebilir, böylece topluma maliyeti ölçülebilir, hem de, belki daha önemlisi, piyasa fiyatlarına müdahale edilmemiş, böylece piyasa fiyatları çarpıtılmamış olur. Bu ilkeye elektrik sektöründe uyulmaması için bir neden yoktur. Her ne kadar bu yaklaşım bütçe ve Hazine'ye ek yük getirecekse de, bu yük topluma zaten yüklenecektir; bunun bütçede görülmesi yükün saydamlaşmasından başka bir şey değildir. Ayrıca bu yaklaşım, Türkiye'nin son yıllarda yolunda büyük çaba harcadığı çağdaş kamu mali yönetimi ilkelerine uygun olan yaklaşımdır. Eğer OSB'lerin elektrik dağıtım faaliyetine girmesinin temel amacı sanayinin elektrik tüketimine destek verilmesi idiye, bunun yolu bütçeden ödenek ayrılması olmalıydı. Eşitleme mekanizmasının tasarımında bu ilkeye bağlı kalınması çok yararlı olacaktır.

Kısa vadede gerek ETKB'nı gerek EPDK'yı meşgul edecek ciddi bir başka sorun ise ortaya çıkması beklenen yatırım açığıdır. Bu konuda ne tür önlemler alınacağı konusunda henüz açık seçik bir yaklaşım ortaya konulmamıştır. Orta dönemde yatırım sorununu çözenin en önemli unsurlarından biri düzenleyici riski azaltmak ve düzenleyici çerçevenin inanılrlığını arttırmaktır. Kısa dönemde alınması düşünülebilecek bazı acil önlemlerin hem EPK'nda öngörülen model ile uyumlu olması hem de bu modeli oluşturmaya yönelik adımları aksatmaması veya geciktirmemesi gerekmektedir.

Orta dönemde ortaya çıkabilecek muhtemel piyasa gücü sorunları hakkında şimdiden düşünmeye başlamak yararlı olacaktır. Bunun için EPDK ve TEİAŞ'ın piyasa gücüne yönelik gözetim ve denetimi yapabilmeleri için gerekli donanımına sahip olmalarını sağlamak önemli bir adım gibi gözükmektedir.

Kaynaklar

Amundsen, Eirik S. ve Lars Bergman (2003). "The deregulated electricity markets in Norway and Sweden", J. M. Glachant ve D. Finon (ed.) *Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Cheltenham, UK: Edward Elgar içinde.

Armstrong, Mark Simon Cowan ve John Vickers (1994) *Regulatory Reform*. Cambridge Mass: MIT Press.

Atiyas, İzak (2005). "Competition and Regulation in the Turkish Telecommunications Industry", TEPAV yayını, www.tepav.org.tr

Atiyas, İzak ve Mark Dutz (2005). "Competition and Regulatory Reform in Turkey's Electricity Industry", B. Hoekman ve S. Togan (ED) *Turkey: Economic Reform and Accession to the European Union*, The World Bank ve CEPR.

Baş, Fulya (2004). "Elektrik piyasasında durum değerlendirmesi," Rekabet Derneği sunumu Ekim, Ankara.

Borenstein, Severin ve James Bushnell (2000) "Electricity restructuring: deregulation or re-regulation?", *Regulation*, 23(2), 2000, 46-53

Bushnell, James B., Erin T. Mansur ve Celeste Saravia (2005) "Vertical Arrangements, Market Structure and Competition: An Analysis of Restructured US Electricity Markets" CSEM WP 126, <http://www.ucci.berkeley.edu/PDF/csemwp126rr.pdf>

Chao, H., Shmuel Oren and Robert Wilson (2005a). "Restructured Electricity Markets: Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling", <http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/selected%20working%20papers%20and%20publications.htm>

Chao, H., Shmuel Oren and Robert Wilson (2005b). "Restructured Electricity Markets: A Risk Management Approach", <http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/PDF/Electricity%20Markets/A%20Risk%20Management%20Approach%20070105.pdf>

EC (2003). "Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of The Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC."

EPDK (2003).Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı, http://www.epdk.org.tr/yayin_rapor/elektrik/yayin/elkitabibisan2003.pdf

European Commission (2005a). “Energy Sector Inquiry: Issues Paper,” http://europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/issues_paper15112005.pdf

European Commission (2005b). Commission Staff Working Document Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market COM(2004)863 final.

Evans, Joanna ve Richard Green (2005) “Why did Electricity prices Fall after 1998?”

Glachant, Jean-Michel ve François Leveque (2005). “ Electricity Internal market in the European Union: What to Do Next?”, www.sessa.eu.com

Green, Richard (2005a) “Electricity and Markets”, Oxford Review of Economic Policy, vol. 21, No 1.

Green, Richard (2005b). “Restructuring the Electricity Industry in England and Wales”, James M. Griffin ve Steven L. Puller (eds). Electricity Deregulation, Chicago: Chicago University Press içinde.

Güney, Serhat (2006) “Restructuring, Competition, And Regulation In The Turkish Electricity Industry”, TEPAV 2006 <http://www.tepav.org.tr/tur/admin/dosyabul/upload/Restructuring.pdf>

Helm, Dieter (2003). Energy, the State and the Market: British Energy Policy since 1979. Oxford: Oxford University Press.

Hogan, William W. (2000). "Making Markets in Power", Cantor Lecture Series 2000: Energy and Society, The Royal Society for the Encouragement of Arts, Manufactures & Commerce, London, February 21, 2000, <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/rsa0200.pdf>

Hunt, Sally (2003). Making Competition Work in Electricity, New York: John Wiley Sons.

IBS Research and Consultancy (2006). Stranded Costs in Turkey: Costs and Implications – A Survey for TESEV, İstanbul.

Joskow, P. (2005a). "The Difficult Transition to Competitive Electricity Market in the US", James M. Griffin ve Steven L. Puller (eds). Electricity Deregulation, Chicago: Chicago University Press içinde.

Joskow, P. (2005b). "Markets for Power in the United States: An Interim Assessment", available at http://econ-www.mit.edu/faculty/download_pdf.php?id=1219

Joskow, Paul (2005). "Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks", yayınlanmamış makale, http://econ-www.mit.edu/faculty/download_pdf.php?id=1220

Kirchen, D. S. ve G. Strbac (2004) Fundamentals of Power System Economics, Sussex: John Wiley & Sons.

Kulalı, İhsan (1997) Elektrik Sektöründe Özelleştirme ve Türkiye Uygulaması, DPT Uzmanlık Tezi, Ankara.

Laffont, Jean-Jaques ve Jean Trule (1993) *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press

Littlechild, S. C (2003) "Wholesale Spot Prices Pass-Through" Journal of Regulatory Economics, 23 (1), 61-91.

Midttun, Atle, Joar Handeland ve Terje Omland (2003) "The Nordic Public Ownership Model under Transition to Market Economy: The Case of Electricity" J. M. Glachant ve D. Finon (ed.) Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison, Cheltenham, UK: Edward Elgar içinde.

Murray, Kieran, Sarah Kok ve Sarah Mehrtens (2005). “Review of international approaches to regulating cross involvement in distribution (lines) and supply (generation and retail)” LECCG.

New Zealand Ministry of Economic Development (2005) “Chronology of New Zealand Electricity Reform”, Electricity Group, Resources and Networks Branch April 2005, <http://www.med.govt.nz/ers/electric/chronology/index.html>

Newbery, David (2004). “Electricity Liberalization in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design”, Cambridge Working papers in Economics CWPE 0469.

Newbery, David (1998). “The Regulator’s Review of the English Electricity Pool”, Utilities Policy, 7 (3): 129-42.

New Zealand Minister of Energy (2001). Electricity Post-Winter Review: Cabinet Findings and Recommendations, <http://www.winterreview.govt.nz/decisions/cabinet/cabinet.pdf>

OECD/IEA (2005). Lessons From Liberalized Electricity Markets, Paris.

OECD (2003). “Competition Issues in the Electricity Sector”, DAFFE/COMP(2003)14.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) (2004), “Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals,” 265/04, Kasım, Londra.

Rekabet Kurumu (2005a). “Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.’Nin Özelleştirilmesine İlişkin Rekabet Kurulu Görüşü”, Ankara. <http://www.rekabet.gov.tr/word/gorus/tedasgorus.doc>

Rekabet Kurumu (2005b). Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.’Nin Özelleştirilmesi Hakkında 1998/4 Sayılı Rekabet Kurulu Tebliği Çerçevesinde Hazırlanan Rekabet Kurumu 1. Daire Görüşü”, Ankara. <http://www.rekabet.gov.tr/word/gorus/tedasson.doc>

Salies, Evens (2005) “The effect on Retail Charges of mrgers in the GB Electricity Market” <http://econwpa.wustl.edu:80/eps/em/papers/0506/0506001.pdf>

Sappington, D. A ve D. Weisman (1996). Designing Incentive Regulation for the Telecommunications Industry (AEI Studies in Telecommunications Deregulation), MIT Press.

Sevaioğlu, Osman (2005). “4628 ve am Fıstıklı İrmik Helvası”, Global Enerji, Temmuz 2005.

Sevaioğlu, Osman (tarihsiz), “Ulusal ve Maliyet Esaslı Tarifeler”.

TEİAŞ (2004) “Nihai Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğine İlişkin Hususlar” alışma Toplantısı, 21 Aralık 2004, Ankara, www.teias.gov.tr/mali/karalama.htm

TEİAŞ (2005). Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2005 – 2014), Ankara, www.teias.gov.tr

Twomey, P., R. Green, K. Neuhoff, and D. Newbery (..) “A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems” CMI working paper 71

Ulusoy, Ali (2005). Elektrik dağıtım özelleştirmelerine hukuki bakış, Elektrik Dağıtımçıları Derneği, Ankara.

Waddams Price, C. (2005) “The Effect of Liberalizing Retail Energy Markets on Consumers”, Oxford Review of Economic Policy, 21 (1), 128-144.

Wolak, Frank (2005a) “Managing Unilateral Market Power in Electricity” World Bank Policy Research Working Paper 3691, September 2005, available at <http://www.stanford.edu/~wolak/>

Wolak, Frank (2005b) “Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring” World Bank Policy Research Working Paper 3692, September 2005, available at <http://www.stanford.edu/~wolak/>

Wolak, Frank (2005c) “Lessons from the California Electricity Crisis”, James M. Griffin ve Steven L. Puller (ed). Electricity Deregulation, Chicago: Chicago University Press içinde

Wolak, Frank (2003) “Designing Competitive Wholesale Electricity Markets For Latin American Countries” <http://www.stanford.edu/~wolak/>

Wolfram, Catherine D. (1999) “Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the UK Reforms?” POWER Working paper 069, www.ucei.berkeley.edu/ucei

Yıldırım-Öztürk, Mehtap, Tuğba bayman-Keskin ve Çağdaş Evrim Ergün (2004). “Türkiye’nin Değişen Enerji Politikası: Yasal Çerçeve ve Uygulamalar”, Enerji Monthly Review, No. 5, p. 46, http://www.cakmak-av.com.tr/pdf/28736_1.pdf

Terimler Sözlüğü

Ayrıştırma: Elektrik sektöründe farklı faaliyetlerin (üretim, dağıtım, iletim ve perakende satış) birbirinden farklı birimlerce yerine getirilmesi. Hesap ayrıştırması farklı faaliyetlerin muhasebelerinin ayrı tutulması anlamına geliyor. Yasal ayrıştırma bu faaliyetlerin ayrı tüzel kişilikler altında örgütlenmesi, mülkiyet ayrıştırması ise aynı sahiplere veya sermaye grubuna bağlı olmamaları demek.

Brüt Havuz Piyasası: Elektrik ticaretinin büyük bir bölümünün merkezi bir piyasada yapıldığı piyasa sistemi. Brüt havuz sisteminde merkezi spot piyasaya katılım genellikle mecburidir. Gerçek zamanda arz ile talebin birleştirilmesi de bu merkezi piyasa içinde gerçekleştirilir.

Dağıtım: Elektriğin orta voltajlı hatlar yolu ile nihai tüketicilere taşınması.

Dengeleme Piyasası: Elektrik sektöründe arz ile talebin gerçek zamanda eşitlenmesine yönelik alım ve satımların yapıldığı, çoğunlukla iletim şirketinin tarafında yönetilen piyasa.

Geçiş Sözleşmeleri: Elektrik piyasalarında serbestleşmenin aşırı dalgalanmalara veya yüksek risklere yol açmadan gerçekleşebilmesini sağlamak için katılımcılar arasında yapılan elektrik alım ve satış sözleşmeleri. Örneğin dağıtım perakende satış şirketleri ile üreticiler arasında imzalanan sözleşmelerin tedarik güvenliğini sağlar, iki tarafında nakit akışının fazla dalgalanmamasına ve öngörülebilir olmasına katkıda bulunur.

İletim: Elektriğin yüksek voltajlı hatlar üzerinden bir yerden bir yere, çoğunlukla birbirinden uzak yerlere taşınması.

Marjinal Maliyet: Üretimdeki bir birim artması sonucunda toplam maliyette gerçekleşen artış.

Net Havuz piyasası: Temelini ikili anlaşmaların oluşturduğu elektrik piyasası sistemi. Net Havuz piyasalarında elektrik ticaretinin önemli bir bölümü katılımcılar arasında imzalanan çeşitli vadelerde ikili anlaşmalar yolu yapılır. Bu anlaşmalarda fiyatlar taraflar tarafından belirlenir. Arz ile talebin gerçek zamanda birbirine eşitlenmesi ise dengeleme piyasasında gerçekleştirilir. Dengeleme mekanizması genellikle bir piyasa biçiminde çalışır ve fiyatlar katılımcıların elektrik satma ve satın alma tekliflerinden türetilir.

Perakende Satış: Elektriğin nihai tüketicilere satılması

Portföy üretim şirketi: Birden fazla ve genellikle farklı yakıtlarla çalışan üretim tesisi olan elektrik şirketi.

Puant talep: Talebin en yüksek olduğu zamanlarda oluşan talebin miktarı. Örneğin yaz aylarında klima cihazlarının çok yoğun fazla çalıştığı en sıcak günlerde oluşan elektrik talebi.

Puant kapasite: Talebin en yüksek olduğu zamanlarda devreye giren üretim birimleri.

Serbest Tüketiciler: Tedarikçilerini seçme hakkına sahip olan tüketiciler

Serbest Tüketici Limiti: Yıllık tüketim miktarının daha yüksek olması halinde tüketicinin serbest tüketici statüsünü kazandığı tüketim miktarı eşiği.

Tek Yanlı Piyasa Gücü: Piyasada yer alan herhangi bir katılımcının, diğer katılımcılar ile birlikte davranmaya çalışmadan, sadece kendi üretim ve fiyatlama kararları ile piyasa fiyatını etkileme gücü.

Yükümlenilen Maliyetler: Yeniden yapılandırma sürecinin başlamasından önce olan yapılmış ve piyasa sisteminde geri dönemeyeceğine inanılan yatırımlardan doğan maliyetler. Benzer şekilde, yeniden yapılandırma sürecinden önce imzalanmış olan ve hükümleri piyasa sistemi ile bağdaşmayabilen sözleşmelerden doğan maliyetler (örneğin yüksek tarifeli al y da öde hükümleri)

Yükümlenilen Sözleşmeler: Yükümlenilen maliyetlere yol açan sözleşmeler.

Ek Tablo 1: Üretim kapasitesinin birincil kaynak ve üretici kuruluşlara göre dağılımı (2004, MW)

BİRİNCİL ENERJİ KAYNAĞI	EUAS	EUAS'ın bağli ortakları	Özelleştirme Kapsam ve Prog. Sant.	Yap-İşlet-Devret Santraller	Yap-İşlet Santraller	Serbest Üretim Şrkt.	Otoproduktörler	Mobil Santraller	İşletme Hakkı Devri	TOPLAM	%
Kömür	3287	1034	1680	0	1320	0	354.8	0	620	8295.8	22.5
Fuel-Oil	680	0	0	0	0	136.4	711	780.2	0	2307.6	6.3
Motorin	196	0	0	0	0	0	18.4		0	214.4	0.6
LPG							10.4			10.4	0.0
Nafta							36.8			36.8	0.1
Doğal Gaz	2782.9	1120	0	258.4	4781.8	376.9	837.5	0	0	10157.5	27.6
Yenilenebilir + Atık						1.4	26.2			27.6	0.1
Tek Yakıtlı Toplam	6945.9	2154	1680	258.4	6101.8	514.7	1995.1	780.2	620	21050.1	57.2
Katı + Sıvı							453.7			453.7	1.2
Doğal Gaz + Sıvı				1191.2		173.1	1276.6			2640.9	7.2
Çok Yakıtlı Toplam	0	0	0	1191.2	0	173.1	1730.3	0	0	3094.6	8.4
											0.0
Termik Toplam	6945.9	2154	1680	1449.6	6101.8	687.8	3725.4	780.2	620	24144.7	65.6
											0.0
Hidrolik Toplam	10994.7	0	0	882	0	85.1	653.5	0	30.1	12645.4	34.3
											0.0
Diğer	15	0	0	17.4	0	0	1.5	0	0	33.9	0.1
											0.0
GENEL TOPLAM	17955.6	2154	1680	2349	6101.8	772.9	4380.4	780.2	650.1	36824	100.0
%	48.8%	5.8%	4.6%	6.4%	16.6%	2.1%	11.9%	2.1%	1.8%	100.0%	

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 2: Üretimin birincil kaynağa ve üretici kuruluşa göre dağılımı (2004, MWs)

<i>BİRİNCİL ENERJİ KAYNAĞI</i>	EUAS	EUAS'ın bağlı ortaklıkları	Özelleştirme Kapsamına ve Prog. Sant.	Yap-İşlet-Devret Santraller	Yap-İşlet Santraller	Serbest Üretim Şrkt.	Otoproduktörler	Mobil Santraller	İşletme Hakkı Devri	TÜRKİYE	%
KÖMÜR										<i>toplam</i>	
Taş Kömürü	1476	0	0	0	0	0	1002	0	0	2478	1.6
Linyit	9255	3604	5379	0	0	0	337	0	3874	22450	14.9
İthal Kömür					8183		1337			9520	6.3
TOPLAM	10731	3604	5379	0	8183	0	2677	0	3874	34448	22.9
SIVI YAKITLAR											
Fuel oil	702	0				499	4201	1288		6690	4.4
Motorin	3	0				0	4			7	0.0
LPG							33			33	0.0
Nafta							940			940	0.6
TOPLAM	705	0	0	0	0	499	5178	1288	0	7670	5.1
Doğal Gaz	6317	520	0	10737	28463	1968	14236	0	0	62242	41.3
Yenilenebilir+ Atık							104			104	0.1
TERMİK TOPLAM	17753	4124	5379	10737	36646	2468	22196	1288	3874	104464	69.3
HİDROLİK TOPLAM	40669			3590		207	1557		61	46084	30.6
JEOTERMİK TOPLAM	93									93	0.1
RÜZGAR	0			52			5			58	0.0
GENEL TOPLAM	58514	4124	5379	14380	36646	2675	23758	1288	3935	150698	100.0
%	38.8	2.7	3.6	9.5	24.3	1.8	15.8	0.9	2.6	100.0	

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 3: Fırlı, efektif ve alternatif elektrik fiyatları
(sabıt 2004 cent/kws)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Doğal gazın üreticiye maliyeti \$/1000 scm	153.4	126	105	166.8	189.1	166.7	198.3	185.9	258.4	269.4	232.7	197.9	185.4	184.5
Ortalama fırlı maliyet c/kWs														
YİD Doğal Gaz	9.29	8.51	9.72	10.93	11.13	9.89	8.96	9.23	10.37	10.32	9.36	8.43	5.01	5.05
YİD hidro	6.83	6.91	10.24	8.75	10.03	12.25	11.72	11.97	9.24	8.69	8.15	7.6	7.05	6.5
YİD Rüzgar		0	10.19	9.86	9.63	9.4	9.22	8.93	8.93	8.64	8.34	8.05	7.76	7.47
İHD Linyit						7.38	7.56	7.58	7.47	7.4	7.34	7.28	7.22	7.16
İHD Hidro	5.67	5.64	5.5	5.36	5.18	5.05	4.96	4.8	4.59	4.48	4.37	2.4	2.34	2.28
Yİ Doğal Gaz							5.59	5.59	6.84	6.98	6.18	5.47	5.17	5.03
Yİ kömür							6.02	6.53	5.96	6.11	5.52	5.25	5.01	4.78
Ortalama efektif maliyet, c/kWs														
YİD Doğal Gaz	8.41	7.63	8.52	9.71	9.9	8.66	7.72	8	9.14	9.09	8.13	7.2	3.78	3.82
YİD hidro	5.43	5.59	8.63	6.58	7.41	9.73	9.16	9.35	7.24	6.69	6.14	5.6	5.05	4.5
YİD Rüzgar		0	5.54	5.21	6.33	6.1	5.93	5.56	5.56	5.27	4.98	4.69	4.39	4.1
İHD Linyit						6.68	6.86	6.88	6.76	6.7	6.63	6.57	6.51	6.45
İHD Hidro	3.92	3.89	3.75	3.6	3.43	3.3	3.21	3.05	2.84	2.73	2.62	0.65	0.59	0.53
Yİ Doğal Gaz							5.59	5.59	6.84	6.98	6.18	5.47	5.17	5.03
Yİ kömür							6.02	6.53	5.96	6.11	5.52	5.25	5.01	4.78
Alternatif kaynaklar, c/kWs														
Doğal Gaz (YİD)	4.81	4.2	3.73	5.11	5.61	5.09	5.8	5.16	6.63	6.85	6.11	5.4	5.15	5.13
Hidro (YİD)	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01
Rüzgar	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.88	4.83	4.78	4.73	4.69
Linyit	5.53	5.53	5.53	5.53	5.53	5.53	5.53	5.53	5.23	5.57	5.15	4.93	4.83	4.84
Hidro (İHD)	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01
Doğal Gaz (Yİ)	4.81	4.2	3.73	5.11	5.61	5.09	5.8	5.16	6.63	6.85	6.11	5.4	5.15	5.13
Kömür	5.38	5.38	5.38	5.38	5.38	5.38	5.38	5.38	5.09	5.41	5.01	4.79	4.69	4.7
Kaynak: IBS (2005)														

